

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

И.А. Немировский

## **СОВРЕМЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Учебное пособие для студентов

Утверждено  
редакционно-издательским  
советом университета  
протокол № 2 от 25.06.15

НТУ «ХПИ»  
Харьков  
2015

УДК 625.311:502.5

ББК 22.1.я7

Н50

Рецензенты: *В. М. Маляренко*, д-р техн. наук, профессор, Харьковский университет городского хозяйства»;

*А. О. Костиков*, д-р техн. наук, профессор, Харьковский национальный университет им. Каразина

### **И. А. Немировский**

Н50 Современные источники энергии : учебное пособие / И.А. Немировский. – Х. : НТУ «ХПИ», 2015, .... – с.

ISBN

Данное учебное пособие представляет первую часть курса и включает следующие разделы: свойства и запасы углеводородного топлива на современном этапе, существующие источники генерации электроэнергии; характеристику и запасы возобновляемых источников энергии, детальное рассмотрение физических основ, оборудования и методов расчета использования возобновляемых и альтернативных видов энергии, как источников выработки электрической и тепловой энергии.

Предназначено для студентов электроэнергетической, теплоэнергетической специальностей, а также может быть полезен для специальностей: нетрадиционная и возобновляемая энергетика и интегрированные технологии.

Ил. 78, табл. 16. Библиогр. наим.57.

УДК 625.311:02.5

ББК 22.1.я7

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Глава 1 Источники энергии.....	7
1.1 Энергия и природа .....	7
1.2 Источники возобновляемой энергии.....	9
1.3 Преобразование энергии.....	10
1.4 Топливный комплекс.....	11
1.5 Энергетический комплекс.....	15
Глава 2. Энергия Солнца .....	24
2.1 Общие сведения.....	24
2.2 Пассивные солнечные системы .....	25
2.3 Активные гелиосистемы.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2.3.1 Принципиальные схемы гелиосистем.....	28
2.3.2 Конструкция и материалы для коллекторов.....	33
2.4 Солнечные энергетические системы.....	35
2.5 Теоретические основы расчета интенсивности солнечной радиации.....	42
2.6 Фотоэлектричество.....	43
2.6.1 Фотоэлектрические преобразователи.....	43
2.6.2 Материалы фотоэлектрических преобразователей.....	46
Контрольные вопросы.....	48
Литература.....	49
Глава 3. Энергия ветра и ее использование.....	50
3.1 Общие сведения.....	50
3.2 Потенциал ветровой энергии в Украине.....	52
3.3 Классификация ветродвигателей.....	55
3.4 Теория расчета мощности.....	57
3.5. Работа ветрового колеса крыльчатого ветродвигателя.....	60

Контрольные вопросы.....	63
Литература.....	63
Глава 4. Геотермальная энергетика.....	64
4.1 Термальные воды.....	64
4.2 Запасы и распространение термальных вод.....	66
4.3 Потенциал геотермальной энергии в Украине.....	67
4.4 Использование геотермальной энергии для выработки электрической энергии .....	69
4.5 Паужетская и Верхне-Мутновская ГеоТЭС.....	72
4.6 Одноконтурные геотермальные энергоустановки .....	74
4.7 Двухконтурные геотермальные энергоустановки .....	77
4.8 Парогенераторы геотермальных установок .....	78
4.9 Турбокомпрессорные геотермальные энергоустановки.....	80
4.10 Гидропаротурбинные геотермальные энергоустановки .....	83
4.11 Использование геотермальной энергии для теплоснабжения.....	87
Контрольные вопросы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Литература .....	92
Глава 5. Термоэлектрогенерация.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1 Термоэлектрические генераторы (ТЭГ).....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2 Радиоизотопные термоэлектрические генераторы (РИТЭГ) .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.3 Термоэмиссионные преобразователи (ТЭП).....	96
Контрольные вопросы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Литература .....	98
Глава 6. Тепловая энергия окружающей среды .....	99
6.1 Общие сведения.....	<b>99Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.2 Типы теплонасосных установок и область их применения .....	101
6.3 Эффективность систем теплоснабжения с теплонасосными установками .....	102
6.4 Свойства и грунтов и способы размещения теплоприемников.....	106
Контрольные вопросы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Литература .....	109
Глава 7. Водородная энергетика.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
7.1 Водород на Земле .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
7.2 Методы получения водорода .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

7.2.1 Паровая конверсия метана.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
7.2.2 Электролиз воды.....	113
7.2.3 Термохимические способы.....	115
Контрольные вопросы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Литература .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Глава 8. Биоэнергетика .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.1 Энергетический потенциал биомассы в Украине ....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2 Технологии переработки биомассы.....	121
8.2.1 Термические методы.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2.2 Термохимические методы.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2.3 Технология производства биодизеля.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2.4 Состав установки EXO N получения биодизеля.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.3 Спиртовая ферментация (брожение).....	129
8.4 Анаэробная ферментация .....	131
8.4.1 Технологические особенности процесса.....	131
8.5 Твердые бытовые отходы .....	134
8.5.1 Проблемы и характеристика отходов.....	134
8.5.2 Методы переработки ТБО.....	136
8.5.3 Расчет энергетического потенциала ТБО.....	142
Контрольные вопросы.....	145
Литература.....	145.
Глава 9. Когенерация.....	146
9.1. Основные понятия и определения.....	146
9.2. Основные принципиальные схемы КТЭ.....	148
9.2.1.Схемы применения газопоршневого двигателя.....	148
9.2.2. Схемы применения газотурбинных установок.....	149

контрольные вопросы.....	150
Литература.....	150
Приложения .....	151
Приложение А .....	151
Приложение Б.....	156
Приложение В.....	158
Приложение Г .....	159
Приложение Д.....	160

## ВВЕДЕНИЕ

Основой экономики любого государства является наличие энергетических ресурсов, энергонезависимость и энергобезопасность.

В международной практике уровень развития и экономической стабильности государства определяется такими критериями: потребление электроэнергии на душу населения и энергоемкость валового внутреннего продукта  $E$  [кг.у.т./грн. либо кг.н.э/\$].

Развитие общества с интенсивным ростом техники требует с одной стороны увеличения производства конечных видов энергоресурсов, а с другой повышение требований к снижению выбросов в окружающую среду.

Вопросы, связанные с экологическими проблемами, стали одной из основных составляющих в вопросах экономии органических энергоресурсов.

Это стало отправной точкой в разработке и внедрении политики энергоэффективности в большинстве развитых стран мира, создании законодательной базы в области энергоэффективности и появлением новых профессий – энергоменеджеров, энергоаудиторов, консультантов по энергоэффективности.

Известно, что использование органических видов топлива сопровождается выделением в атмосферу таких вредных газов как  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_x$ , а также твердых частиц в виде золы и шлаков. Их хранение связано с отчуждением значительных земельных площадей.

В этой связи человечество обращает все больше внимания на возобновляемые источники энергии такие, как солнце, ветер, энергия теплоты окружающей среды, энергия воды, как источник получения, чаще всего, электрической энергии, как наиболее экологически чистого конечного вида энергии.

Данное учебное пособие предназначено ознакомить студентов энергетических специальностей с широкой гаммой как традиционных, так и возобновляемых и альтернативных энергетических ресурсов, их запасами и потенциалом возможного использования, применяемого оборудования, методиками оценки полезного выхода конечного вида энергоресурса.

Каждая глава рассматривает один из видов энергоресурсов, методы оценки полезного потенциала и современное оборудование для его превращения в полезную энергию. В приложениях представлены примеры

расчетов, которые будут полезны при выполнении курсовых и дипломных работ студентами.

В данном учебном пособии автор использовал опыт изложения данного курса, а также рядов курсов, связанных с подготовкой специалистов в области энергетики, которые излагались на протяжении нескольких лет на кафедре «Электрические станции» Национального технического университета «Харьковский политехнический институт», Харьковской национальной академии железнодорожного транспорта для специальности «Теплоэнергетика», а также ряд материалов отечественной и зарубежной литературы.

Автор выражает признательность рецензентам за замечания и рекомендации, позволившие повысить ценность излагаемого материала.



## Глава 1. ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

### 1.1. Энергия и природа

Источником энергии в природе является солнце. Потенциал солнечной радиации достигающий поверхности Земли  $7,5 \cdot 10^{17}$  кВт.ч, что соответствует мощности 86600 млрд кВт. В среднем на  $1 \text{ км}^2$  поверхности Земли приходится  $17 \times 10^4$  кВт. На рис.1 представлена схема соотношений различных видов энергии, связанная с деятельностью солнца.

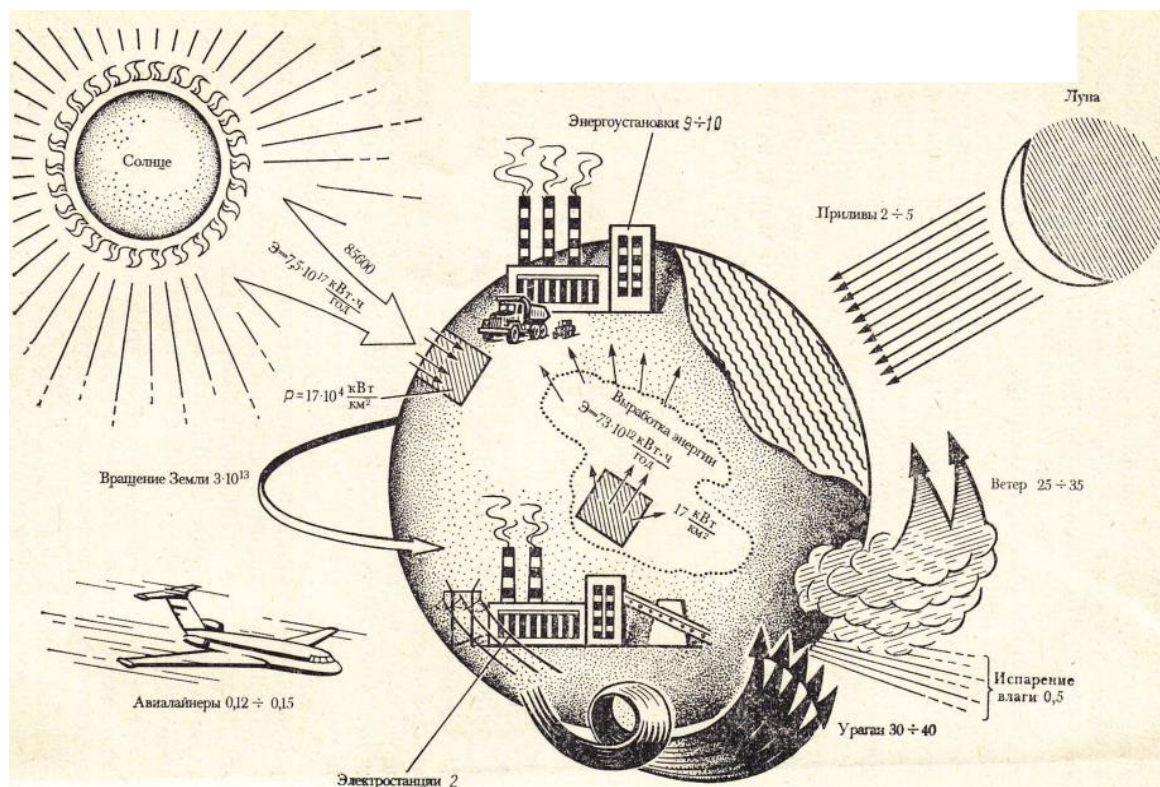


Рисунок 1.1 – Потенциал энергии солнца и энергообъектов

Суммарная мощность всех электростанций мира (2млрд кВт) уже соизмерима с мощностью многих явлений природы. Так, средняя мощность воздушных течений на планете составляет  $(25-35) \cdot 10^9$  кВт. Такого же порядка средняя мощность ураганов  $-(30-40) \cdot 10^9$  кВт. Суммарная мощность приливов равна  $(2-5) \cdot 10^9$  кВт.

Проводя сопоставление мощностей, следует учитывать, что кроме стационарных электростанций имеется большое число передвижных энергетических установок. Например, мощность всех действующих пассажирских самолетов на планете составляет не менее  $0,15 \cdot 10^9$  кВт, что соизмеримо с мощностью всех электростанций ЕЭС СССР (на начало 1985 г. составила 315 000 МВт). Стационарные электростанции даже при

меньших мощностях оказывают заметное влияние на биосферу, так как продолжительность работы их в течение года больше. Так, большую тревогу вызывает загрязнение атмосферы, обусловленное эксплуатацией энергетических и других установок, и изменение ее газового состава, обусловленное сжиганием больших количеств органического топлива; загрязнение мирового океана; истребление лесов, затопление суши при сооружении гидроэлектростанций; тепловое загрязнение водоемов тепловыми электростанциями и общее изменение всего теплового баланса планеты. Очевидно, что планирование и проектирование энергетических систем, их развитие и эксплуатация должны осуществляться с учетом всех аспектов влияния на окружающую среду. А потому инженеру-энергетику необходимы знания о природе и происходящих в ней явлениях.

Энергосистема, в которой производится электрическая и тепловая энергия, непосредственно связана с системой топливоснабжения. Сооружение энергосистемы и условия ее работы во многом определяются природными факторами, например наличием водоемов и географическим расположением энергоресурсов и потребителей. Состояние биосферы, уровень загрязнения ее, связанный с работой энергетических установок, накладывают определенные ограничения на технические характеристики и условия работы энергосистем.

Управление энергосистемой должно производиться с учетом не только влияния ее на биосферу, но и социально-экономические аспекты.

Процессы образования ископаемых источников энергии — результат влияния солнечного света и химических реакций, а также кругооборота в природе.

Созданные человеком энергетические установки, имеющие огромные суммарные мощности, оказывают заметное влияние на естественные процессы, происходящие в биосфере. Это влияние во многих случаях носит негативный характер, который необходимо учитывать при рассмотрении биосферического аспекта энергетики. Еще Ф. Энгельс говорил о том, что если человек подходит к природе как завоеватель, он оставляет после себя пустыню. Эти слова в настоящее время приобретают особый смысл, требуя от человека познания законов природы и организации своей деятельности в соответствии с ними. Здесь, однако, возникает противоречие: с одной стороны, выступает мощная техника, а с другой — система, стремящаяся любой ценой получить прибыль, не склонна согласовывать эту технику с законами природы. Отсюда появляется задача широкого управления энергетикой,

такого управления, которое бы осуществлялось не только в техническом аспекте, но и аспекте биосферическом, тесно связанном с социально-политическим аспектом, что относится к сфере деятельности энергоменеджмента. Техника открывает неограниченные возможности для организации управления: использование кибернетических методов, сбор и передача информации, широкое использование ЭВМ, микропроцессорной техники и т. д.

Энергосистема, в которой производится электрическая и тепловая энергия, непосредственно связана с системой топливоснабжения, водоснабжения, транспортом и инфраструктурой. Сооружение энергосистемы и условия ее работы во многом определяются природными факторами, например наличием водоемов и географическим расположением энергоресурсов и потребителей. Состояние биосферы, уровень загрязнения ее, связанный с работой энергетических установок, накладывают определенные ограничения на технические характеристики и условия работы энергосистем.

Управление энергосистемой должно производиться с учетом не только влияния ее на биосферу, но и социально-экономических аспектов.

## 1.2. Источники возобновляемой энергии

Возобновляемая энергия – это продолжительные потоки энергии, которые возникают естественным путем и готовые к использованию.

Источниками возобновляемой энергии: энергия солнца, энергия ветра, энергия воды, геотермальная энергия, энергия биомассы. Схема энергетического баланса планеты представлена на рис. 1.2.

Потенциал источников возобновляемой энергии в Украине и некоторых странах ЕС представлен в табл. 1.1.

Таблица.1.1 – Потенциал источников возобновляемой энергии (ТВт·ч/год)

Источник возобновляемой энергии	Украина	Великобритания	Дания	Испания
Солнце	130	40	20	110
Ветер	65	300	80	240
Вода и Геотермальная	1400	200	-	360
Биомасса	610	200	180	360

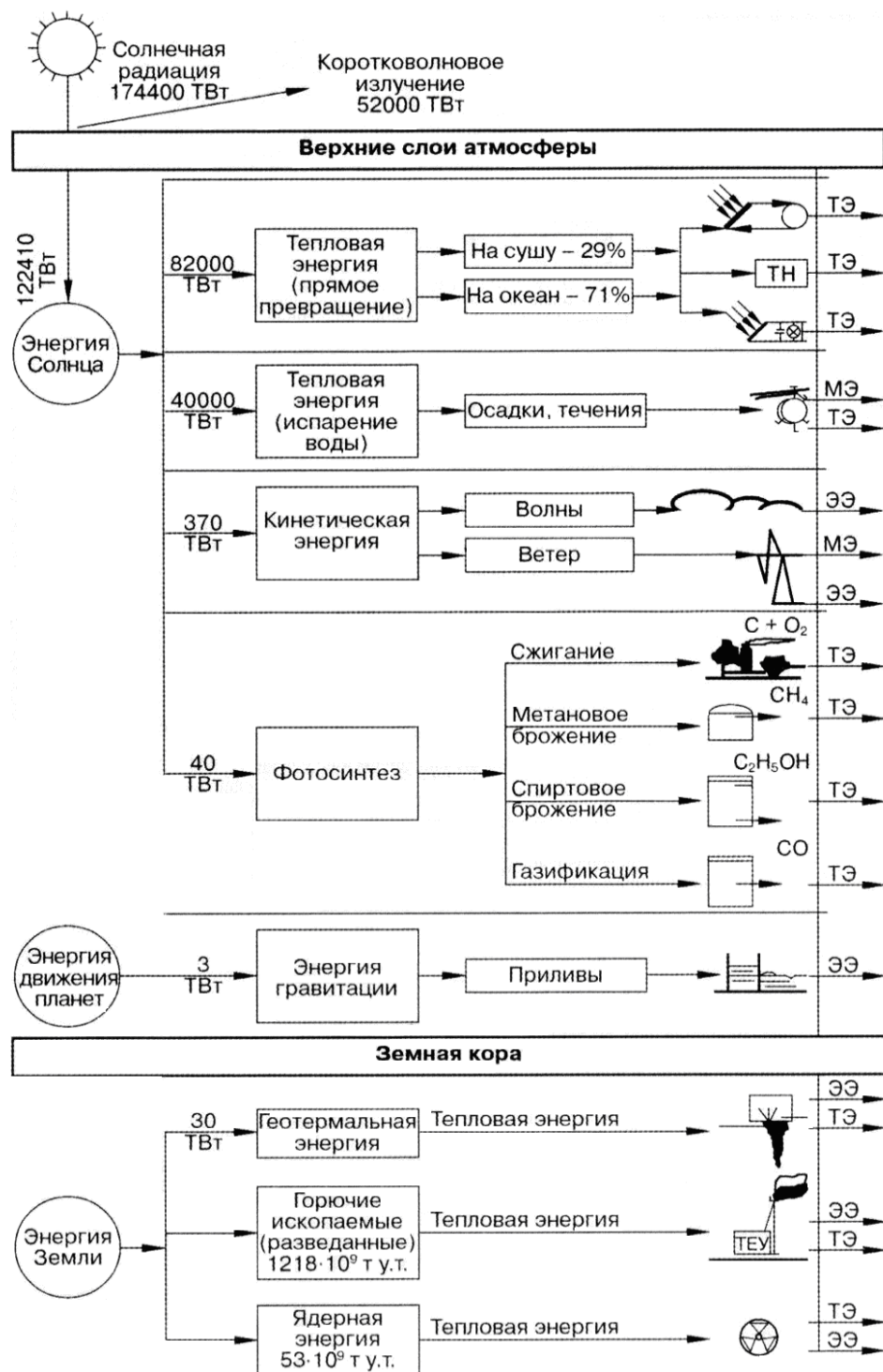


Рисунок.1.2 – Схема баланса солнечной энергии

## 1.2. Преобразование энергии

Все источники энергии и пути их преобразования представлены структурной схемой преобразования от первичной энергии до полезной (рис. 1.3).

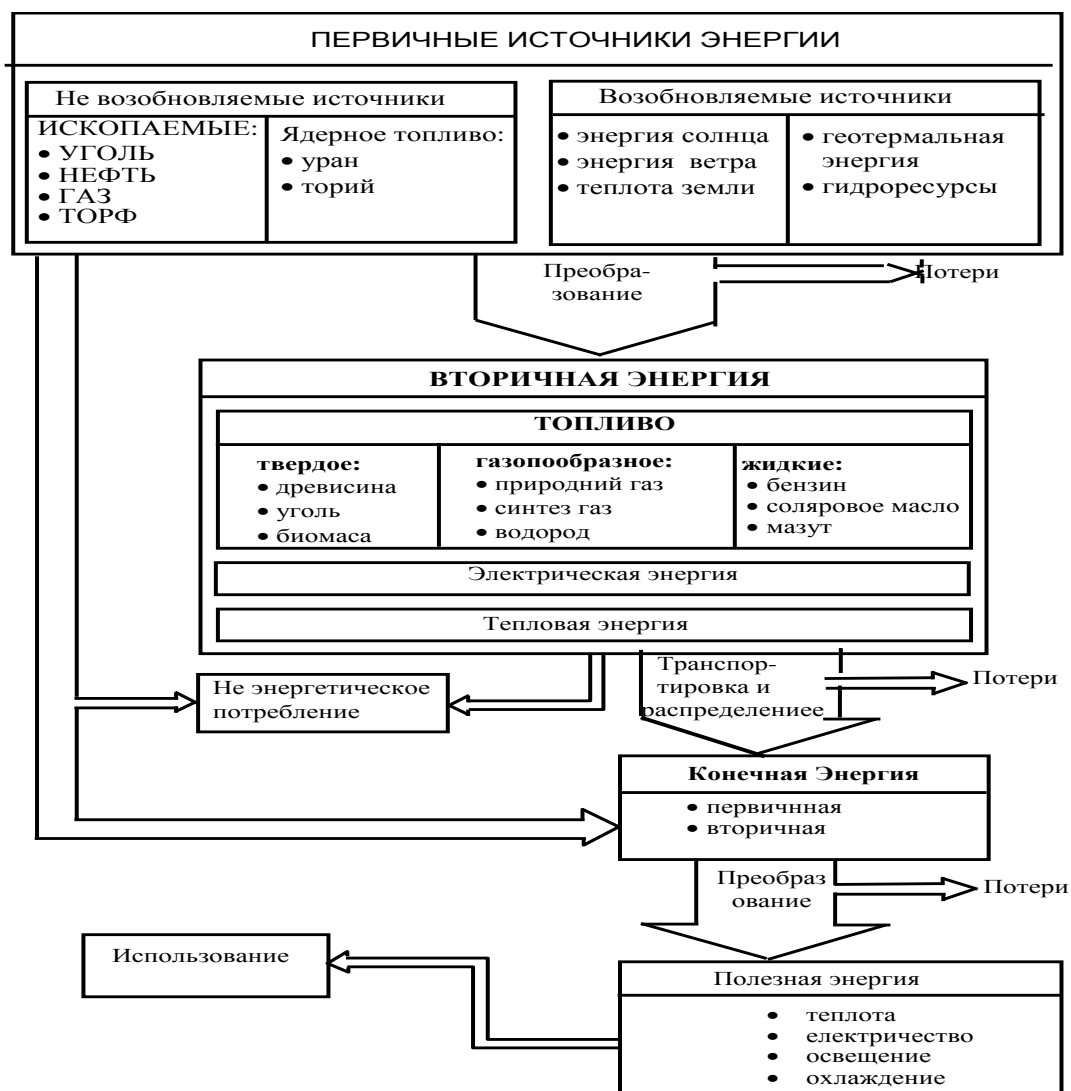


Рисунок.1.3 – Структура преобразования и потребления энергии

Из представленной схемы видно, разделение первичных источников на возобновляемые и не возобновляемые источники. Все не возобновляемые источники энергии представляют собой продукт длительных биохимических процессов в природе под влиянием солнечной энергии. Возобновляемые источники энергии – результат, в большей части физических процессов. Преобразование первичной энергии во вторичную, т.е. топливо, может быть конечным процессом

или продолжаться преобразовываться в конечную энергию, а именно, теплоту, свет, механическую силу, превращаясь в полезную энергию.

Все процессы превращения энергии всегда связаны с потерями, величина которых зависит от многих факторов. Никакой технологический процесс не может иметь КПД=100%. Задачей инженера является создание технологий с минимальными потерями.

#### **1.4. Топливный комплекс**

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) - один из важнейших и четко организованных комплексов любой национальной экономики. Это единая система энергоснабжения страны, которая охватывает совокупность процессов добычи, производства, преобразования, транспорта и распределения топливо-энергетических ресурсов (ТЭР). Главная цель функционирования ТЭК – эффективно и надежно обеспечивать все потребности экономики государства энергией соответствующего качества в виде тех или иных конечных энергоносителей.

ТЭК состоит из двух основных экономически самостоятельных отраслей: энергетики и топливной промышленности. Энергетическая промышленность охватывает совокупность процессов производства, транспортировки и распределения электрической и тепловой энергии на АЭС, ТЭС, ГЭС и гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) с использованием линий электропередач, электрических и тепловых сетей, котельных и утилизационных установок.

Кроме названных мощных объектов энергетики, существует значительное количество малых систем теплоэлектрогенерации, сосредоточенных в районах крупных городов, малых и средних населенных пунктах и на различных объектах промышленности. Это районные отопительные и отопительно-производственные котельные, заводские ТЭС, ТЭЦ и котельные, промышленные печи, автономные теплоцентралы, предназначенные для обслуживания нескольких зданий и сооружений, индивидуальных домов и тому подобное.

Все эти энергогенерирующие объекты малой мощности имеют признаки отдельной (единой) области со своей продукцией в виде тепловой и электрической энергии, со своими потребностями в топливе, оборудовании, материалах, инвестициях, а также со своим «вкладом» в обострение экологической обстановки.

Этот своеобразный ТЭК называют малой энергетикой. Его можно расширить за счет нетрадиционных и возобновляемых источников энергии: установок и сооружений, использующих солнечную энергию, энергию ветра,

геотермальную энергию, энергию мирового океана, биомассы, низкопотенциальную энергию и тому подобное.

Малая энергетика является энергоемкой отраслью Украины. Так, в конце XX века только объекты коммунальной энергетики использовали более 65 млн тонн условного топлива (т у. т.) и производили 250 ГДж тепловой энергии. В то же время все тепловые электростанции Украины производили 324 ГДж тепловой энергии, затрачивая на это почти 80 млн т у. т. (из 300 млн т у. т., потребляемого ежегодно в то время в Украине).

Важной составной частью ТЭК является топливная и топливopерерабатывающая промышленность, охватывающие совокупность процессов добычи природных видов топлива и их переработки (сортировка, обогащение, очистка). Тенденции и объемы добычи отдельных видов органического топлива в Украине представлены в табл. 1.2.

В пересчете на условное топливо ( $Q_n^p = 29300$  кДж / кг) в Украине в 1990 году было добыто 163,1 млн. т у. т. с таким балансом: уголь – 74,8 %; газ – 19,8 %; нефть – 4,8 %; торф и дрова – 0,6 %.

В 1994 общая добыча составила 99,2 млн т у. т., в т.ч.: угля – 71,8 %; газа – 21,3 %; нефти – 6 %; торфа – 0,4 %; дрова – 0,5 %. Сравнение этих цифр с рекордной добычей в Украине прошлых лет, свидетельствуют о высоком топливно-энергетический потенциал Украины: уголь (1976 г.) – 218 млн т; нефть, включая газовый конденсат (1972 г.) – 4,4млн т; природный газ (1975 г.) – 68,7 млрд м<sup>3</sup>.

Далее приведем краткую характеристику топливодобывающей отрасли ТЭК Украины по отдельным видам топлива.

Таблица 1.2 – Баланс добычи органического топлива в Украине

Вид топлива	Показатели	1990	1995	2000	2005	2010	2030
Уголь, млн т	Товарный уголь	164,8	83,58	62,4	64,6	81,9	130,3
	Собственная добыча	–	–	–	56,9	72,7	115,7
	Добыча импорт	–	–	–	7,7	9,2	14,6
Нефть, млн т	добыча всего	5,25	4,09	3,69	4,3	8,7	14,6
	из собственных запасов	5,25	4,09	3,69	4,3	5,1	5,4
	за пределами Украины	–	–	–	–	3,6	9,2
Газ, млрд м <sup>3</sup>	добыча всего	28,1	18,12	17,9	20,5	20,2	28,5
	из собственных запасов	28,1	18,12	17,9	20,5	20,2	28,5
	за пределами Украины	–	–	–	–	2,3	11,6
	импорт	–	–	–	55,9	42,1	9,4
	потребление				76,4	67,6	49,5

**Угольная промышленность.** Разведанные запасы угля составляют 46,7 млрд. т, из них коксующихся – 13,9 млрд. т (29,8 %), антрацитов – 7,0 млрд т (15 %). Они сосредоточены в таких регионах Украины:

- Донецкий бассейн: балансовые ресурсы каменного угля – 43,0 млрд т, в том числе коксующегося – 13,5 млрд т, антрацитов – 7,0 млрд т; действующих шахт до 2000 года – 261;

- Львовско-Волинский бассейн: балансовые ресурсы каменного угля более 1,0 млрд т, в том числе коксующегося – 0,4млрд т; действующих шахт – 17;

- Днепровский бассейн: промышленные запасы бурого угля – 2,28 млрд т, из них пригодных для разработки открытым способом – 0,54 млрд т; действующих шахт – 6, разрезов – 7.

Как видно из табл. 1.1, начиная с 1990 года, добыча угля в Украине постоянно падает. Это объясняется не только экологическим кризисом, но и старением шахтного фонда, осложнением горно-геологических условий добычи. На глубоких горизонтах (более 600 м) работают около 60 % шахт, которые добывают более половины украинского угля; газоносными являются более 80 % шахт. По прогнозу запаса угля промышленной категории в Украине хватит еще на 250–300 лет. Но чтобы его добыть, нужны инвестиции в новые технологии, высокоэффективные и экологически чистые. Тем более, что удельные расходы энергоресурсов на добычу 1 т угля составляют: тепловой энергии–89,1Мкал, электроэнергии – 125,1 кВт·ч. На обогащение 1 т угля тратят 10,3 кВтч электроэнергии, на производство 1 т угольных брикетов: тепловой энергии – 1267,8 Мкал, электроэнергии – 66,5 кВт·ч.

**Газовая промышленность.** Балансовые запасы природного газа (нефтяного газа) в Украине составляют 1460,2 млрд м<sup>3</sup>, внебалансовые – 2,1 млрд м<sup>3</sup>. Более 75 % всей добычи природного газа приходится на Днепровско-Донецкую, Прикарпатскую и Причерноморско-Крымскую газонефтеносные области (соответственно 85, 10 и 5 %). Новые месторождения характеризуются небольшими запасами газа и сложной геологической структурой. Удельный расход энергоресурсов на транспортировку 1 млн м<sup>3</sup> природного газа магистральными газопроводами Украины составляет: тепловой энергии – 3,5 Мкал, электроэнергии – 8,8 кВт·ч.

**Нефтедобывающая промышленность.** Запасы нефти в Украине составляют оцениваются экспертами в 137 млн т. Однако на сегодня



ежегодная собственная добыча не превышает 4 млн т. в год. При этом добываемая нефть относится к самому низкому классу  $C_1$ . Находятся они в Западном (39 месторождений), Восточном (73) и Южном (8) регионах. Всего 122 нефтяных месторождения, из которых 84 находятся в промышленной разработке. Запасы газового конденсата – 80,3 млн т сосредоточены в 133 месторождениях, из которых 73 в промышленной разработке. Для нефтедобычи характерен спад производства, связанный, прежде всего, с выработкой действующих и недостатком открытых за последние годы больших и средних месторождений. Запасы разведанных месторождений незначительны и залегают на больших глубинах. Удельный расход электроэнергии на транспортировку 1 т нефтепродуктов на 1 км по магистральным нефтепроводам – 10,4 кВт·ч.

**Нефтеперерабатывающая промышленность.** В Украине действует шесть нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 61833 тыс т в год (Кременчугский – 18625, Херсонский – 8643, Одесский – 3917, Дрогобычский – 3880, Надворнянский – 3367, Лисичанский – 23461). Уровень переработки сырой нефти составляет 53– 54 %, что является слишком низким показателем по сравнению с передовыми технологиями. Удельные расходы энергоресурсов на переработку 1 т нефти, включая газовый конденсат, составляют: тепловой энергии – 196,0 Мкал; электроэнергии – 53,6 кВт·ч.

**Торфяная промышленность.** Несмотря на общие балансовые запасы в 734,8 млн т, сосредоточены преимущественно в Ровенской (18 %), Волынской (18 %) и Черниговской областях (13 %), добыча топливного торфа очень нестабильна. Основная продукция торфяных заводов – торфяные брикеты, кусковой торф для отопления, торф для удобрений.

**Атомная промышленность.** В Украине нет замкнутого цикла производства ядерного топлива. Разведанных запасов урановых руд хватит для производства ядерного топлива более чем на 150 лет. Украинский уран после очистки содержит только 0,7 % урана – 235, тогда как атомные реакторы требуют 4 %.

По данным Всемирной энергетической конференции, чтобы обеспечить современные потребности в топливе и энергоресурсах, разведанных запасов человечеству хватит: нефти – на 30 лет, природного газа – на 50–60 лет, угля – на 500–600 лет; топлива для АЭС на тепловых нейтронах на 25–120 лет, на быстрых нейтронах на 800–1000 лет. Ввиду отсутствия в Украине замкнутого топливно – ядерного цикла и экологической опасности АЭС, перспективным с энергоносителей в будущем остается уголь (табл. 1.3).

Таблица 1.3 – Мировые ресурсы энергоносителей

Энергоносители	2000	2001	2002	2003
Нефть, млрд т	140,83	145,5	143,05	142,7
Природный газ, трл м <sup>3</sup>	146,45	145,19	155,64	155,78
Уголь, млрд т	984,453	984,453	984,453	984,453

Развитие энергетики на длительную перспективу не может быть ориентировано только на использование угля, хотя сейчас многие государства построили свой ТЭК именно на нем. Эти страны, прежде всего США, Германия, Япония, Италия, Дания, Испания, Китай, Индия интенсивно ищут новые технологии, основанные на использовании нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии (табл. 1.4).

Таблица 1.4 – Потребление первичных ТЭР в мире

Энерго-носители	Потребление первичных энергоресурсов, млн т у. т.								Структура потребления, %			
	1999	2000	2020, прогноз			2030, прогноз			1999	2000	2020, прогноз	2030, прогноз
			min	max	возм	min	max	возм.				
Всего / в т.ч.	11,2	13,0	16,5	23	19,1	17,9	26,1	21,0	100	100	100	100
Твердое топливо	3,25	3,7	4,8	6,9	5,75	5,13	7,4	6,1	29	28,5	30	29
Нефть	4,4	5,0	6,1	7,8	6,6	6,45	8,9	7,3	39	38,5	34,6	34,8
Газ	2,5	2,9	3,9	5,7	4,6	4,2	6,7	5,2	22	22,3	24,1	24,8
Атом- ная энерге- тика	0,8	0,9	1,0	1,7	1,35	1,06	1,9	1,3	7,0	6,9	7,1	6,2
Гидро- энерге- тика	0,3	0,35	0,5	0,55	0,5	0,58	0,65	0,6	2,7	2,7	2,7	2,6
Нетра- дицион- ная и дру- гие виды энергии	0,05	0,15	0,2	0,35	0,3	0,48	0,55	0,5	0,4	1,1	1,6	2,3

### 1.5. Энергетический комплекс Украины

Потенциал электроэнергетики Украины составляют 44 мощных ТЭС, 7 ГЭС и 5 АЭС (табл. 1.5), а также ветростанции, установленная мощность

которых сегодня превысила установленную мощность тепловых электростанций.

Тепловые электростанции. Важное значение имеют тепловые электростанции, оборудованные преимущественно блоками 150, 200, 300 и 800 МВт, наиболее крупные из которых: Углегорская (3600 МВт), Запорожская (3600 МВт), Криворожская (2820 МВт), Бурштынская (2300 МВт), Змиевская (2150 МВт), Ладыженская, Трипольская (1800 МВт). Все они, как и многие другие ТЭС, расположены в основных промышленных регионах Украины.

Таблица 1.5 – Распределение производства электроэнергии между объектами Минтопэнерго Украины

Тип электростанции	Установленная мощность		Производство электрической энергии, года							
	млн кВт	%	1990		1995		2000		2005	
			млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%
ТЭС+ТЭЦ	30,1	57,8	211,6	70,8	113,3	58,4	80,8	48,04	75,52	40,8
ГЭС+ГАЭС	4,74	9,1	10,7	3,6	10,2	5,3	11,4	6,67	12,31	6,6
АЭС	13,7	26,6	76,2	25,6	70,7	36,3	77,3	45,29	88,76	47,9
Блок – станции и другие источники	3,36	6,5	–	–	–	–	–	–	8,64	4,7
Всего	52,0	100	298,5	100	194,0	100	169,5	100	185,23	100

ТЭС работает за счет использования трех видов природных ресурсов: топлива, воды и воздуха. Первое место по стоимости среди них занимает топливо. Конденсационная электростанция мощностью 2500 МкВт сжигает за год почти 6 млн т угля марки АШ или примерно 12 млн т бурого угля. Для перевозки 6 млн тонн угля ежедневно нужно 300 вагонов. Транспортные расходы растут пропорционально расстоянию от места добычи до ТЭС. Для мощности электростанции в 4 млн кВт транспортировка высококачественного топлива невыгодна уже на расстоянии более 400 км, а низкокалорийного – более 100 км. Рациональным является размещение станции вблизи места добычи топлива, а электроэнергию подавать по линиям электропередач. Кроме того, на охлаждение отработанного тепла и конденсата этой электростанции расходуется 90 м<sup>3</sup>/с воды. Площадь зеркала пруда–охладителя, который обеспечивает подачу и охлаждение такого количества воды, должна быть не менее 2500 га. Использование градиен для

охлаждения воды снижает термический КПД станции. Поэтому крупные ТЭС строят в местах, близких к месторождениям топлива, где возможно создать пруд–охладитель или использовать воду рек. Таким образом, можно отметить четкую тенденцию «очагового» размещения крупных тепловых электростанций Украины: полосой от Дона до Днестра (Славянская, Змиевская, Приднепровская, Запорожская, Криворожская и др.). Энергетические установки и оборудование, работающие на органическом топливе, в Украине практически уже выработали свой ресурс (их эксплуатируют 20 и более лет), они катастрофически «стареют» и нуждаются в замене или модернизации. В то же время в последние годы не ожидается ввод новых мощностей. Из-за этого ухудшаются условия эксплуатации тепловых электростанций, снижается КПД производства электрической и тепловой энергии, быстро изнашивается оборудование, увеличивается количество выбросов в атмосферу высокотоксичных веществ, расширяются территории, отчужденные под золошлаковые отходы (только на Змиевской ГРЭС ежегодно сбрасывают 800 тыс т золошлаковых отходов и ежедневно 300 т золы в атмосферу).

**Атомные электростанции** являются одним из альтернативных направлений энергетической отрасли Украины. На сегодня это единственное направление энергетики Украины, работающее достаточно стабильно и обеспечивающее до 50 % электроэнергии в общем энергетическом балансе. Украина имеет собственные запасы ядерного топлива, хотя для решения проблем его подготовки также нужны время и соответствующие средства. Таким образом, развитие собственной атомной энергетики – реальный путь к достижению энергетической независимости.

Атомные электростанции характеризуются более мощными энергоагрегатами и соответственно большей общей мощностью, чем тепловые электростанции. В Украине пять АЭС: Запорожская – мощностью 6000 МВт, Южно-Украинская – 3000 МВт, Ровенская – 1818 МВт, Ладыженская и Хмельницкая – по 1000 МВт. Чернобыльская АЭС (1000 МВт) остановлена в 2000 году после аварии 1986 года. Украинские АЭС оснащены преимущественно паротурбинными блоками 1000 МВт и реакторами ВВЭР. Их суммарная установленная мощность составляет 24 % от общей мощности электростанций Украины, именно они производят почти 50 % всей электроэнергии страны. АЭС имеют важное значение в энергетике Украины. Их эксплуатация связана с целым рядом проблем, и прежде всего, с захоронением радиоактивных отходов. Если для ТЭС мощностью 4 млн кВт нужна площадь прудов–охладителей 4000 га, то для АЭС – до 6000 га. Существуют и другие способы отвода теплоты на

электростанциях, например, за счет использования проточной воды рек, применения градиен. Но первый из них на территории Украины практически полностью исчерпан, а второй не позволяет получить максимальный КПД станции. К тому же тепловой поток от градиен интенсивнее, чем от прудов-охладителей. Удельное тепловыделение в процессе использования прудов-охладителей составляет около 1 кВт на каждый квадратный метр охладителя. Насколько велика эта цифра, можно оценить на примере солнечного излучения, тепловой удельный поток которого составляет 0,14 кВт/м<sup>2</sup>.

Значительное влияние электроэнергетики на окружающую среду проявляется в региональных изменениях климатических условий в связи с концентрацией больших объемов тепловых выбросов на сравнительно малых площадях. Так, тепловые выбросы ТЭС, работающей на органическом топливе, эквивалентны почти полуторной тепловой мощности. Станция мощностью 4 млн кВт выделяет в окружающую среду 6 млн кДж/с тепловой энергии. АЭС имеет еще большие тепловые выбросы: при той же мощности в 4 млн кВт потери составляют 9,2 млн кДж/с тепловой энергии, то есть в полтора раза больше, чем для ТЭС. Тепловые потоки крупных электростанций, расположенных в Украине сравнительно густо, могут объединяться и создавать так называемые «острова тепла» с соответствующими изменениями микроклимата.

Перечень и основные характеристики атомных электростанций представлены в табл.1.6

**Гидроэлектростанции** обеспечивают не только производство и аккумуляцию электроэнергии, но благодаря наличию водохранилища позволяют решать ряд других важных народнохозяйственных задач, связанных с судоходством, водоснабжением, орошением сельхозугодий, развитием рыбного хозяйства и рекреацией земель. Примером такого комплексного решения народнохозяйственных задач является каскад ГЭС на Днестре.

Из общей установленной мощности ГЭС и ГАЭС Украины (4,7 млн. кВт), на долю шести ГЭС этого каскада приходится более 3,8 млн кВт: Киевскую – мощностью 361,2 МВт, Каневскую – 444 МВт, Кременчугскую – 625 МВт, Днепродзержинскую – 352 МВт, Днепровскую – 1532 МВт и Каховскую – 351 МВт.

Рядом с Киевской ГЭС построена ГАЭС, которая обеспечивает снятие пиковых нагрузок преимущественно для Киева в утренние и вечерние часы, когда потребность в электроэнергии резко возрастает. Мощность Киевской ГАЭС – 235,5 МВт. На р. Днестр неподалеку от г. Могилев – Подольский

построена Днестровская ГЭС мощностью 702 МВт, в Закарпатской области – Теренбня – Рыкская ГЭС мощностью 27 МВт. В таблице 1.7 представлена характеристика основных гидроэлектростанций Украины.

Таблица 1.6 Атомные электростанции Украины

Название станции и № блока		Реакторы	Мощность, МВт	Начало строительства	Ввод в работу	Примечание
Запорожская АЭС	1	ВВЭР - 1000	1000	1980	1984	
	2	ВВЭР – 1000	1000	1981	1985	
	3	ВВЭР – 1000	1000	1982	1986	
	4	ВВЭР – 1000	1000	1983	1987	
	5	ВВЭР – 1000	1000	1985	1989	
	6	ВВЭР - 1000	1000	1986	1995	
Ровненская АЭС	3	ВВЭР - 440	440	1973	1980	
	4	ВВЭР - 440	440	1973	1981	
	3	ВВЭР - 440	440	1980		
	4	ВВЭР - 440	440	1986	2004	
Хмельницкая АЭС	1	ВВЭР – 1000	1000	1981	1987	
	2	ВВЭР – 1000	1000	1985	2004	
	3	ВВЭР – 1000	1000	1986	56666	
	4	ВВЭР - 1000	1000	1987	строится	
Южно-Украинская АЭС	1	ВВЭР-1000	1000	1977	1982	
	2	ВВЭР-1000	1000	1979	1985	
	3	ВВЭР-1000	1000	1985	1989	
	4	ВВЭР-1000	1000	1987	Законсервирован	
Чернобыльская АЭС	1	РБМК-1000	1000	1970	1977	1996
	2	РБМК-1000	1000	1973	1978	1991
	3	РБМК-1000	1000	1976	1981	2000
	4	РБМК-1000	1000	1979	1983	1986
	5	РБМК-1000	1000	1981	отменён	
	6		1000	1981	отменён	

Таблица 1.7 Характеристика гидростанций

Название ГЭС	Установленная мощность, МВт	Годовая выработка, млн кВт·ч	Год ввода последнего блока	Собственник	География
<u>Александровская</u>	11,5	30	1999	Укргидроэнерго	р. Южный Буг, Александровка (Южноукраинск), Николаев. обл.
<u>Днепровская</u>	1 529,6	4 008	2008	Укргидроэнерго	Запорожье
<u>Днепродзержинская</u>	352,0	1 328	2008	Укргидроэнерго	Днепродзержинск, Днепропетр.обл.
<u>Днестровская -2</u>	40,8	?	2000	Укргидроэнерго	р. Днестр, Нагоряны, Могилёв-Подольский район, Винницкая обл.
<u>Днестровская -1</u>	702,0	865	1983	Укргидроэнерго	р. Днестр, Новоднестровск, Черновицкая обл.
<u>Каневская</u>	444,0	972	1975	Укргидроэнерго	Канев, Черкасская обл.
<u>Каховская</u>	351,0	1 489	1956	Укргидроэнерго	Новая Каховка, Херсонская обл.
<u>Киевская</u>	408,5	790	1968	Укргидроэнерго	Вышгород, Киевская обл.
<u>Кременчугская</u>	625,0	1 506	1960	Укргидроэнерго	Светловодск, Кировоградская обл.
<u>Теребня-Рыкская</u>	27,0	123	1956		Хустский р-он Закарпатье
Гидроаккумулирующие электростанции					
Название ГЭС	Установленная мощность, МВт (Турбинная/Насосная)	Годовая выработка млн кВт·ч	Год ввода последнего блока.	Собственник	География
Днестровская*	648/860		2013		Раскопинцы, Сокирянский район Черновицкая обл. (меж Днепровской-1 и Днепровской-2)
Ташлыкская*	300/450		2007	<u>Укргидроэнерго</u>	Южноукраинск, Николаевская обл. (балка Ташлык, приток Юж. Буга)

Продолжение табл.1.7					
Каневская*	0/0	0	-	<u>Укргидро- энерго</u>	Канев, Черкасская область
Киевская	235,5/135	190	1972	<u>Укргидро- энерго</u>	Новые Петровцы, Вышгородский район Киев. обл.
Сумма	1183,5/1445,0	>190			
Гидроэлектростанции менее 10 МВт.					
Название ГЭС	Установ- ленная мощность, МВт	Годовая выработ- ка млн кВт·ч	Год ввода послед- него блока.	Собствен- ник	География
Ладыжинская	7,50	28,00	1964	Запад- энерго	р. Южный Буг, г. Ладыжин, Винницкая обл.
Касперовская	5,1	>13,00	1963		р. Серет, с. Касперовцы, Залещицкий р-н Тернопольская обл.
Глубочанская	6,13			ВОЭ	р. Южный Буг, ок. Тростянички–Глубочанское, Тростянецкий р-н Винницкая обл.
Гайворонская	5,70			КОЭ	р. Южный Буг, г. Гайворон Кировоградская обл.
Красноосколь- ская	3,68	15,00	1958	ВД	р. Оскол, с. Червоный Оскол, Изюмский р-н Харьковская обл.
<u>Первомайская</u>	2,80				р. Южный Буг, Первомайск Ник. обл.
<u>Оноковская</u>	2,65				р. Уж, с. Оноковцы, Ужгородский р-н Закарпатск. обл.
<u>Билынская</u>	0,63	4,30	2006		р. Тиса, с. Билын, Раховский р-н Закарп. обл.
<u>Седневская</u>	0,24	0,80	1955/ 1999	ЧОЭ	р. Снов, п. Седнев, Черниг. обл.



**Ветроэнергетика Украины.** Украина обладает значительными ресурсами ветровой энергии и благодаря своим природно-климатическим характеристикам может выйти на одно из ведущих мест в мире по использованию энергии ветра.

Основное влияние на климат и, как следствие, на ветровой режим территории Украины оказывают Атлантический и Северный ледовитый океаны. Существенно влияют на формирование климата отдельных регионов страны также высота и направление расположения карпатских и крымских гор, Подольской, Волынской и Приднепровской возвышенностей, Донецкого кряжа, близость других регионов к Черному и Азовскому морям и целый ряд других факторов.

Анализ многолетних наблюдений метеостанций свидетельствует о том, что на Украине преобладают ветровые потоки со среднегодовыми скоростями ветра от 5 м/с (на высоте флюгера, равной 10 м/с). Такие ветровые потоки при современном уровне развития ветроэнергетических технологий позволяют экономически обоснованно использовать отмеченные выше регионы для строительства мощных ветровых электростанций (ВЭС). Исследованиями, проведенными метеорологами Центральной геофизической обсерватории Украины, установлено, что в ближайшие 30÷40 лет на территории Украины следует ожидать постепенное увеличение средней скорости ветра на 1÷2 м/с, что будет оказывать влияние на увеличение прогнозного потенциала ВЭС.

Энергия ветра распределена по территории Украины крайне неравномерно, причем ветропотенциал на юге страны значительно выше, чем на севере. С точки зрения использования энергии ветра на суше, наиболее благоприятными регионами являются Крым, Карпаты (Львовская, Ивано-Франковская, Закарпатская, западная часть Черновецкой области), побережье Черного и Азовского морей (Одесская, Николаевская, Херсонская, Запорожская и Донецкая области), а также Луганская область. Площади территорий, подходящих для сооружения ВЭС, оцениваются в 8÷9 тыс. км<sup>2</sup>. На этих территориях при использовании 20÷30 % площадей и при плотности строительства ВЭС 5÷8 МВт/км<sup>2</sup> можно построить ВЭС общей мощностью 8÷24 тыс. МВт и генерировать 16÷48 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

Правда, при этом большая часть территории Украины станет непригодной для проживания, и в прямом смысле этого слова превратится в мертвую землю. Дело в том, что ВЭС представляют опасность не только для птиц, которые массово разбиваются о лопасти ветроколес, но и для всего живого. При работе ВЭС вырабатываются инфразвуковые колебания

большой интенсивности. Поэтому из мест, где находятся ВЭС, уходит все живое и даже крысы. Из прибрежных вод, где установлены ВЭС, уходит рыба. Поэтому размещение ВЭС вблизи населенных пунктов категорически запрещается.

Намного большие площади для строительства мощных ВЭС есть на прибрежных и внутренних акваториях Украины. Так, залив Сиваш площадью 2700 км<sup>2</sup>, не используемый в народном хозяйстве Крыма, на высоте 10 м, т.е. на местах установки флюгеров, характеризуется скоростью 5,8÷6,3 м/с, а на высоте 25 м – 7,2÷7,6 м/с. Он целиком может быть использован для строительства экономически эффективных ВЭС, суммарная мощность которых может составить от 21,5 до 37,8 ТВт при плотности застройки 8÷14 МВт/км<sup>2</sup>. Кроме Сиваша хороший ветропотенциал имеют также акватории на Азовском море (площадь – 60 тыс. км<sup>2</sup>), на Черном море (Одесская банка, площадь 10 тыс. км<sup>2</sup>; Каркинитский залив, площадь 25 тыс. км<sup>2</sup>), на приморских лиманах и на ряде других водохранилищ. В целом по площадям мелководных акваторий, пригодных для строительства ВЭС водного базирования, Украина находится на втором месте в мире (после Норвегии).

С учетом возможных объемов инвестиций суммарную мощность ВЭС, которые могут быть построены в течение ближайших 10 лет в перспективных регионах Украины, по данным Института возобновляемой энергетики НАН Украины, можно оценить в 16 ТВт с возможным годовым объемом производства энергии около 32 млрд. кВт·ч /год.

Сейчас в стране работает 16 ВЭС, включая те, которые были построены в рамках выполнения Государственной Комплексной программы по строительству ВЭС (1997–2010 гг.). При этом почти треть (90 МВт) введенных в эксплуатацию ВЭС приходится на Запорожскую область, несколько меньше – на Крым (около 86 МВт) и Донецкую область (83 МВт). Наиболее успешными проектами строительства мощных ВЭС за последние годы явились проекты строительства первой очереди Ботиевской ВЭС – первой станции будущего Приазовского ветропарка суммарной мощностью 550 МВт, ввод в эксплуатацию которой запланирован на конец 2015 г., ветропарка «Очаковский» мощностью 37,5 МВт, а также расположенной в западной части полуострова Крым Тарханкутской ВЭС, где введены в эксплуатацию две ветротурбины производства южно-корейской компании UNISON общей мощностью 4 МВт.

Подводя итог рассмотрения бурного развития ветроэнергетики в Украине, отметим, что установленная мощность отечественных ВЭС выросла за 2012 г. почти вдвое – до 301,8 МВт против 151,1 МВт на конец

2011 г. Согласно расчетам Украинской ветроэнергетической ассоциации (УВЭА), установленная мощность национальной ветроэнергетики к концу 2015 г. может достигнуть 4000 МВт, а к концу 2020 г. – 5600 МВт.

**Солнечная энергетика.** В планах по внедрению и использованию энергосберегающего оборудования на 2010–2014 годы предусмотрено строительство экспериментальных солнечных электростанций на основе панелей из поликристаллического кремния инвестиционной компанией ООО «АКТИВ СОЛАР» с установленной мощностью 1000 МВт стоимостью 4 млрд. евро. От КНР рассматриваются проекты фотоэлектрических станций, работающих на централизованную электрическую сеть вблизи г. Симферополя, с установленными мощностями на 150 кВт и 2 МВт. Станции комплектуются 185-ваттными фотоэлектрическими модулями на основе монокристаллического кремния. Предлагается также оборудование солнечных электростанций с системами наблюдения за солнцем. Учитывая высокую стоимость капитальных затрат, а также возможные отрицательные последствия при перекрытии значительных территорий солнечными панелями, либо зеркалами, наиболее перспективным направлением является использование солнечной энергии на горячее водоснабжение. За последние годы происходят существенные изменения, как в структуре конечного потребления топлива, так и в структуре конечного потребления по видам экономической деятельности. Крупнейшими конечными потребителями энергии в Украине в 2013 году были, как и раньше, промышленность и бытовой сектор, но доля энергопотребления бытового сектора впервые превысила долю энергопотребления промышленности. Наметила устойчивая тенденция роста доли энергопотребления в секторе торговли и услуг.

Уровень потерь электроэнергии в пределах Украины составил 10,7 %, что на 0,1% меньше по сравнению с 2012 годом. Энергоемкость ВВП в 2013 году по отношению к 2012 году снизилась на 7,9 %.

Данные анализа энергобаланса Украины за период 2011÷2013 годы представлены в табл. 1.8

Таблица 1.8. Структура конечного потребления топлива и энергии

Год	Конечное потребление топлива и энергии, тыс. т	Доля объемов конечного потребления, %					
		Природный газ	Уголь и торф	Сырая нефть и нефтепродукты	Электроэнергия	Теплоэнергия	Биотопливо
2013	69557	35,9	12,5	16,2	17,0	16,8	1,6
2012	73107	36,4	13,1	16,7	16,2	16,2	1,4
2011	75852	38,5	12,4	16,1	15,8	15,8	1,4

## **Контрольные вопросы**

- 1) Какие основные источники энергии космического происхождения на Земле?
- 2) Что такое круговорот в природе?
- 3) Противоречия между развитием техники, потреблением энергоресурсов и экологией.
- 4) Первичные и вторичные виды энергоресурсов, конечная энергия.
- 5) Пути преобразования источников энергии.
- 6) Топливный комплекс и его структура.
- 7) Структура энергетического комплекса Украины.
- 8) Типы электростанций.
- 9) Основные гидростанции и проблемы окружающей среды.
- 10) Тепловые электростанции и проблемы окружающей среды.
- 11) Атомные электростанции и проблемы защиты окружающей среды.
- 12) Ветроэнергетика ее преимущества и недостатки.

## **Литература**

1. Вейников В.А. Путятин Е.Б. Введение в специальность: Электроэнергетика: учеб. для вузов/ В.А.Вейников,Е.Б.Путятин; под ред. В.А.Вейникова — изд.20-е, перераб и доп. — М: Высшая школа, // 1988—239 с 2.
2. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Відомості Міністерства палива та енергетики України : Інформаційно-аналітичний бюлетень. Спец. випуск. – К. ,2006. —113 с.
- 3.Электронный ресурс. Державна служба статистики України, 2014. Режи доступа mwww.ukrstat.gov.ua ©
- 4.Маляренко В.А,. Енергозбереження та енергетичний аудит : навч.посібник/ Маляренко В.А., Немировський І.А. — Харків : НТУ «ХПІ», 2010 -371с.

## Глава 2. ЭНЕРГИЯ СОЛНЦА

### 2.1. Общие сведения

Хотя человечество использовало солнечную энергию в течение тысячелетий, системы солнечного отопления представляют собой новую технологию, которая применяется в Европе с конца 70-х годов. Сегодня в Европе солнечные тепловые станции уже приносят доход. Это, прежде всего, справедливо для станций, где подогревают воду для жилых домов и плавательных бассейнов, а также различных солнечных установок для сушки и простых устройств пассивного солнечного отопления. Баланс энергии солнца представлен на рис. 2.1.

Часть солнечной энергии расходуется на поддержание природных циклов. Мы можем использовать ее и для солнечных станций.

Для создания солнечных тепловых систем необходимы общие сведения об объеме, колебаниях и характеристике поступающей энергии солнечной радиации. В Северной Европе объем поступающей солнечной энергии в 10 раз больше в летние месяцы, чем в зимние (в Южной Европе — в 5 раз). Он колеблется примерно на 20 % в солнечные и малосолнечные годы. Большая часть солнечной энергии Северной Европы поступает в виде рассеянной радиации, то есть излучения от атмосферы, а не непосредственно от Солнца.

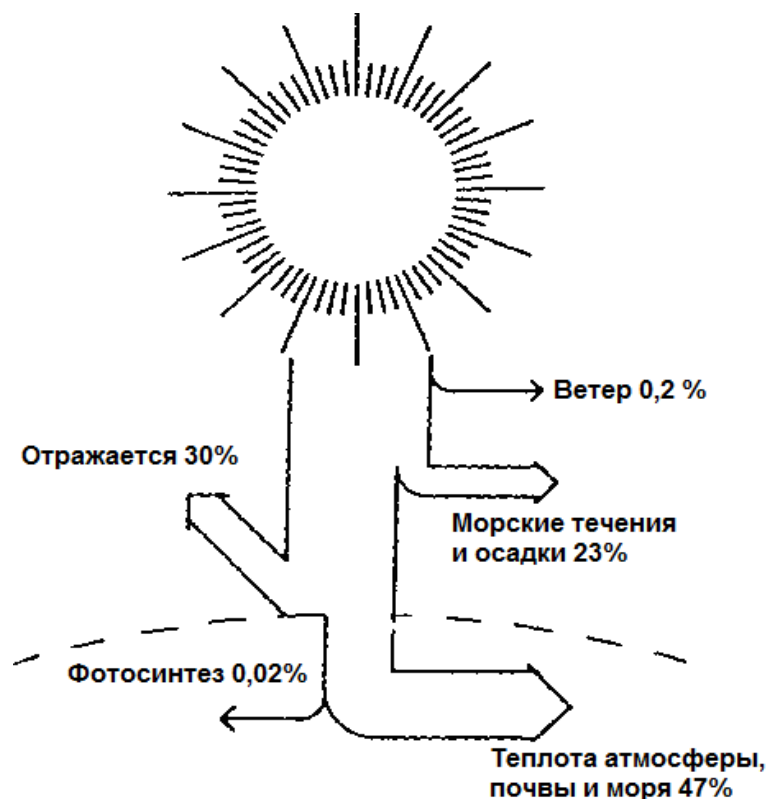


Рисунок 2.1. – Энергия, поступающая от Солнца, соответствует тепловому излучению Земли в атмосферу

Рассеянное излучение можно уловить плоскими солнечными коллекторами, но его нельзя сконцентрировать с помощью зеркал. По этой причине концентрирующие солнечные коллекторы имеют здесь относительно небольшую производительность по сравнению с другими частями света, где количество прямой солнечной радиации больше. Теоретически оптимальное положение поверхности солнечного коллектора — на юг, под углом наклона, равным широте местности. Но практически всегда на горизонте есть облака, поэтому оптимальной будет чуть более горизонтальная поверхность. Если есть желание оптимизировать летнюю и зимнюю производительность станции, угол наклона солнечного коллектора должен быть соответственно более горизонтальным или отвесным. Небольшое отклонение солнечного коллектора от оптимальной ориентации не представляет практической важности. Например, в Дании солнечные коллекторы устанавливаются под углом  $60^\circ$  в южном направлении. Солнечный коллектор, который следует за движением Солнца, будет получать примерно на 20 % больше солнечной радиации, чем жестко ориентированный на юг, однако это не компенсирует затраты, дешевле увеличить площадь коллектора.

Различают общий, технический и экономически целесообразный потенциал солнечной энергии. В таблице 2.1 представлены данные для Украины.

Таблица 2.1. – Потенциал солнечной энергии для Украины

Общий потенциал		Технический		Экономически целесообразный	
кВт·ч в год	т у.т. в год	кВт·ч в год	т у.т. в год	кВт·ч в год	т у.т. в год
$720 \cdot 10^{12}$	$88,4 \cdot 10^9$	$3,46 \cdot 10^{12}$	$0,72 \cdot 10^9$	$5,4 \cdot 10^9$	$0,9 \cdot 10^6$

## 2.2. Пассивные солнечные системы

Пассивными называются системы использования солнечной энергии за счет архитектурно-строительных решений. В этом случае восприятие происходит через прозрачные ограждающие конструкции, а непрозрачные представляют собой аккумуляторы тепловой энергии.

Для достижения указанной цели здание должно удовлетворять следующим требованиям:

1. Здание должно впускать солнечную энергию, когда требуется отопление и не пропускать ее, когда отопление не требуется. Эта задача решается путем правильной ориентации по сторонам света и применения специальных козырьков, навесов, жалюзей и т. п.

2. Здание должно быть тепловым аккумулятором. Наиболее эффективно в этом плане работают тяжелые материалы (камень, бетон).

3. Здание должно быть тепловой «ловушкой». Это достигается за счет применения теплоизоляционных материалов, снижения потерь за счет инфильтрации.

Ниже, на рис.2.2 – 2.7 представлен ряд конструктивных решений по пассивному использованию солнечной энергии.

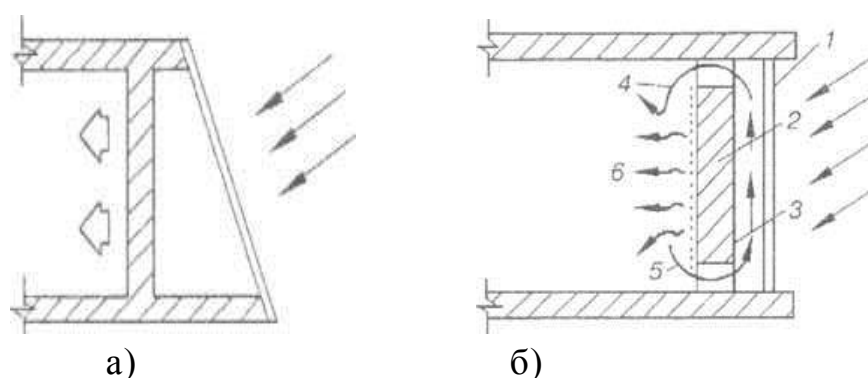


Рисунок 2.2. – Система пассивного солнечного отопления:

а — система Вагнера,

б — термоаккумулирующая стена с термосифонным вертикальным солнечным коллектором (стена Тромба):

1 — двойное или тройное остекление; 2 — бетонная термоаккумулирующая стена; 3 — зачерненная поверхность с каменной крошкой; 4 — воздух, нагретый солнечным излучением; 5 — прохладный комнатный воздух; 6 — теплообмен излучением

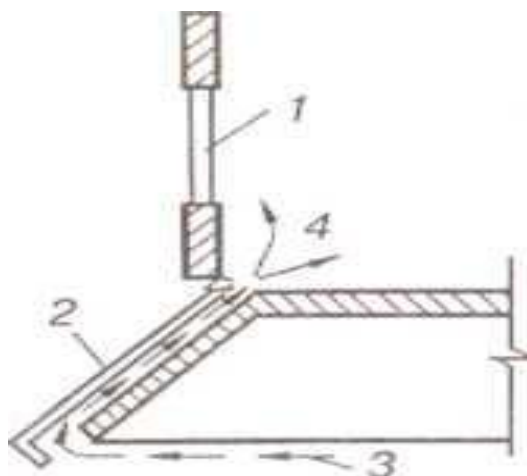


Рисунок 2.3 – Наклонный термосифонный солнечный коллектор в сочетании с окном:

1 — окно; 2 — солнечный коллектор воздушного типа; 3 — холодный воздух; 4 — теплый воздух

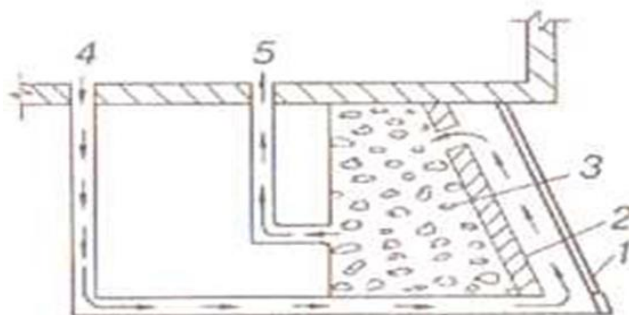


Рисунок 2.4 – Изолированная гелиосистема:

1 — светопрозрачное ограждение; 2 — стена — теплоприемник; 3 — галечный аккумулятор теплоты; 4 — подвод прохладного воздуха; 5 — отвод теплого воздуха от аккумулятора

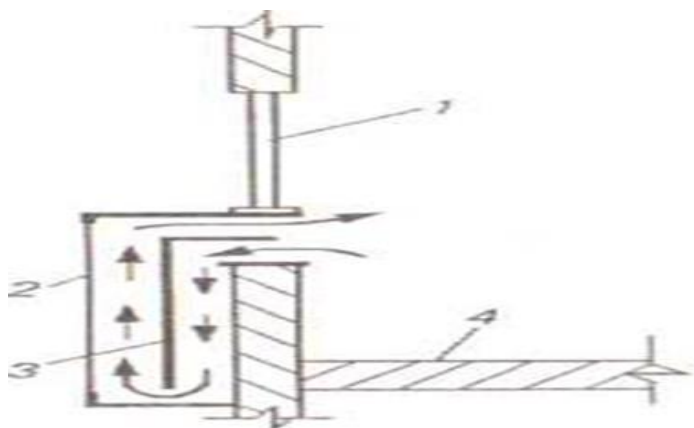


Рисунок 2.5 — Вариант устройства солнечного коллектора в оконной коробке:

1 — окно; 2 — стекло или светопрозрачная пластмасса; 3 — теплоприемник коллектора; 4 — пол в помещении.

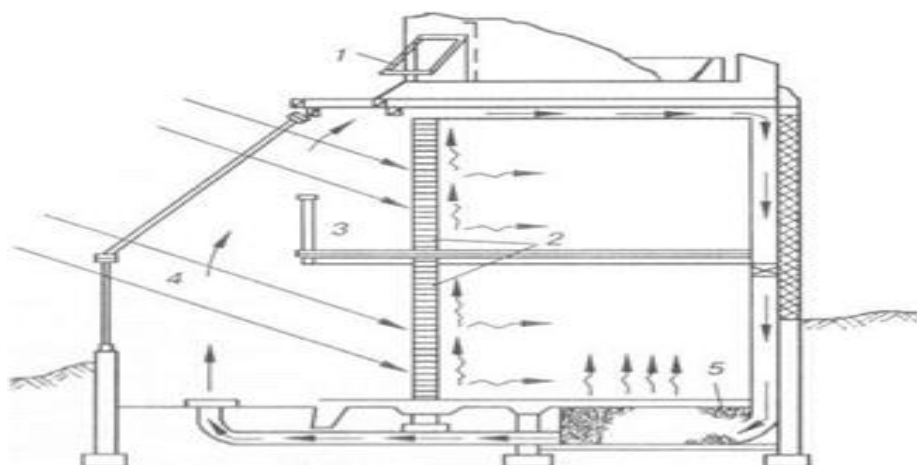


Рис.2.6 – Схема жилого дома с пассивной гелиосистемой («Дом Балкома»): 1— вентиляционное окно; 2 — аккумулирующая кирпичная кладка; 3 — балкон; 4 — пристроенная теплица; 5— галечный аккумулятор теплоты



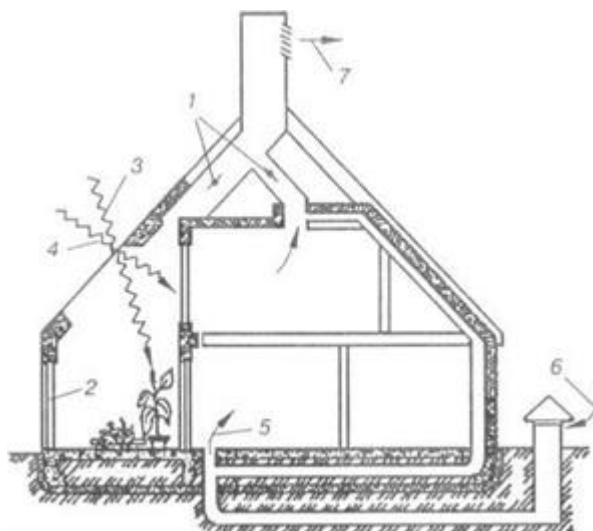


Рисунок 2.7— Схема жилого дома с пассивной системой теплоснабжения (в режиме охлаждения):

1 — клапаны регулирования потоков воздуха; 2 — стеклянная подвижная дверь; 3 — направление солнечного излучения днем 21 июня; 4 — направление солнечного излучения днем 21 декабря; 5, 6 — подача прохладного воздуха летом; 7 — удаление нагретого воздуха из помещений

Оптимальная удельная ( $\alpha_{ок}$ ) площадь всех окон, расположенных на южной стороне здания, отнесенная к  $1\text{ м}^2$  жилой площади дома, существенно зависит от средней температуры наружного воздуха ( $t_{н.в}$ ) в зимний период и от степени изолированности ограждающих конструкций здания. Так для стандартного дома это отношение равно, ( $\text{м}^2/\text{м}^2$ ):

$$\alpha_{ок.ст} = 0,28 - 0,016 t_{н.в}$$

К недостаткам пассивных гелиосистем следует отнести: невозможность регулирования теплоступления, непостоянство работы во времени суток и сезонности.

## 2.3. Активные гелиосистемы

### 2.3.1. Принципиальные схемы гелиосистем

Основными компонентами активных систем солнечного отопления являются:

- солнечный нагреватель, преобразующий солнечную энергию в тепловую;

- механизмы для циркуляции теплоносителя (передачи тепла от нагревателя к аккумулятору и от аккумулятора к потребителю или от нагревателя непосредственно к потребителю);
- аккумулятор, накапливающий тепло.

Активные системы солнечного теплоснабжения классифицируются по следующим признакам:

- 1) по назначению: системы горячего водоснабжения, отопления, комбинированные системы;
- 2) по времени работы в течение года: сезонные, круглогодичные;
- 3) по степени охвата потребителей: индивидуальные, групповые и централизованные;
- 4) по числу контуров: одно-, двух- и многоконтурные;
- 5) по наличию и типу дублирующего источника.

Рассмотрим основные схемы активных систем.

Такие гелиосистемы используются в основном для горячего водоснабжения индивидуальных душевых, детских лагерей, кемпингов, пансионатов, полевых станов, а также для сушки сельскохозяйственной продукции.

Основным элементом системы (рис.2.8) солнечного горячего водоснабжения является жидкостный солнечный нагреватель и бак-аккумулятор. Системы могут быть одно-, двух- и многоконтурными, с естественной (термосифонной) или принудительной циркуляцией.

Важное значение имеет угол наклона коллектора к горизонту. В табл. 2.2 представлено изменение радиации от угла наклона, Вт·ч/м<sup>2</sup>.

Таблица 2.3—Влияние угла наклона коллектора к горизонту на интенсивность восприятия солнечной радиации.

Наклон вверх	Лето	Зима
Наведение	8,9	2,8
0	6,7	1,5
15	6,8	1,9
30	6,7	2,3
45	6,2	2,5
60	5,5	2,5
75	4,5	2,5
90	3,5	2,4

При наведении солнечного коллектора на солнце можно получить на 20 % больше энергии, но при этом необходимо иметь устройство слежения за положением солнца. Это в значительной мере увеличивает капитальные и

эксплуатационные затраты. Из таблицы видно, что максимальная солнечная радиация летом имеет место при угле наклона  $15^\circ$  а зимняя  $45^\circ\text{--}75^\circ$ . Суммарное излучение включает направленное и диффузное излучение.

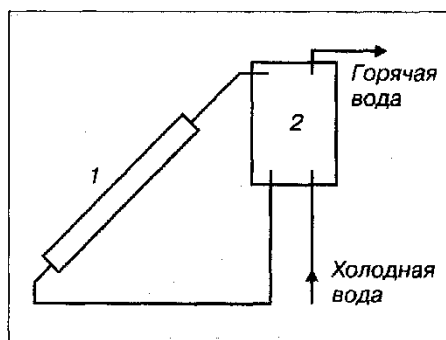


Рисунок 2.8 – Принципиальная схема одноконтурной системы солнечного горячего водоснабжения с естественной циркуляцией теплоносителя:

1 — солнечный водонагреватель; 2 — бак-аккумулятор горячей воды

Наиболее просты по устройству одноконтурные системы с естественной циркуляцией с расположением бака-аккумулятора в них над солнечным водонагревателем, и вода циркулирует в результате естественной конвекции, когда за счет энергии солнечной радиации, поглощаемой в солнечном водонагревателе, увеличивается температура воды на выходе из водонагревателя, создавая, таким образом, градиент плотности. Такие системы могут легко подсоединяться к традиционным системам горячего водоснабжения с местным подогревом воды. Для повышения эксплуатационной готовности систем солнечного горячего водоснабжения с естественной циркуляцией применяются несложные приспособления.

Иным примером одноконтурных систем солнечного горячего водоснабжения являются проточные системы. Они могут применяться для предварительного подогрева воды в солнечно-топливных котельных с открытым водоразбором и химической очисткой подогреваемой воды. Главный недостаток этих систем — подверженность коррозии. Недостатком подобных систем является необходимость установки бака-аккумулятора на кровле, что требует устройства специального основания и ограничивает вместимость бака. Тем не менее, благодаря простоте изготовления и обслуживания рассмотренных систем, они получили широкое распространение среди мелких потребителей, и в настоящее время активно ведутся работы по совершенствованию их конструкции и методов расчета.

Для повышения коррозионной устойчивости и обеспечения работы с антифризом в качестве промежуточного теплоносителя в зимнее время системы чаще всего выполняют двух- или многоконтурными.

Недостатком систем с естественной циркуляцией является низкая тепловая эффективность, вызванная малыми скоростями движения теплоносителя. Для ее повышения в крупных системах, как правило, используют принудительную циркуляцию.

Установки с принудительной циркуляцией теплоносителя целесообразно использовать для горячего водоснабжения крупных объектов. В них солнечный коллектор представляет собой большой массив модулей, состоящий из множества коллекторов солнечной энергии (КСЭ). Эти установки имеют большую теплопроизводительность, но, как правило, они довольно сложны. На рис. 2.9 показаны несколько вариантов двухконтурных систем солнечного горячего водоснабжения с принудительной циркуляцией теплоносителя.

В холодном климате, как правило, применяются двухконтурные схемы водонагревательных установок. В первом контуре, состоящем из солнечного коллектора и теплообменника с циркуляционным насосом и расширительным баком, используется незамерзающий теплоноситель. Второй контур образуют бак-аккумулятор, теплообменник и электрический или газовый котел. Холодная вода подводится в нижнюю часть бака-аккумулятора, а вода, нагретая в теплообменнике, поступает в верхнюю часть бака, и оттуда, через автоматический смесительный клапан и котел, подается к потребителям. Все оборудование, кроме солнечного коллектора, устанавливаемого снаружи, размещается в здании, поэтому подобные системы могут эксплуатироваться и в холодный период года. Газовый котел предназначен для доведения температуры горячей воды, предварительно нагретой за счет солнечной энергии, до требуемого значения. При отсутствии солнечной радиации или недостаточном ее поступлении вся тепловая нагрузка горячего водоснабжения обеспечивается газовым котлом.

Солнечные водонагреватели могут использоваться в качестве первой ступени для предварительного подогрева воды в обычных топливных системах горячего водоснабжения жилого здания.

Для достижения высокой эффективности всей гелиотопливной системы горячего водоснабжения следует избегать смешения горячей и холодной жидкости в баке-аккумуляторе, для чего в нем необходимо поддерживать температурное расслоение (стратификацию) жидкости. Горячая жидкость имеет меньшую плотность, чем холодная, и поэтому

она находится в верхней части бака, а температура в нем уменьшается сверху вниз. Жидкость подается в солнечный коллектор из нижней части бака, где она имеет наиболее низкую температуру, и благодаря этому обеспечивается более высокий КПД коллектора. Нагретая жидкость из коллектора подается в верхнюю зону бака. Для обеспечения температурной стратификации жидкости в баке можно, в частности, использовать перфорированные горизонтальные перегородки, разделяющие бак на две или несколько зон и предотвращающие перемешивание слоев жидкости с разными температурами. Отводить горячую воду к потребителю необходимо из верхней части бака, где также можно установить электронагреватель, который будет обеспечивать требуемую температуру горячей воды при любых погодных условиях. Однако наилучшим решением является использование двух баков-аккумуляторов: одного с высокой температурой жидкости, а второго — с низкой.

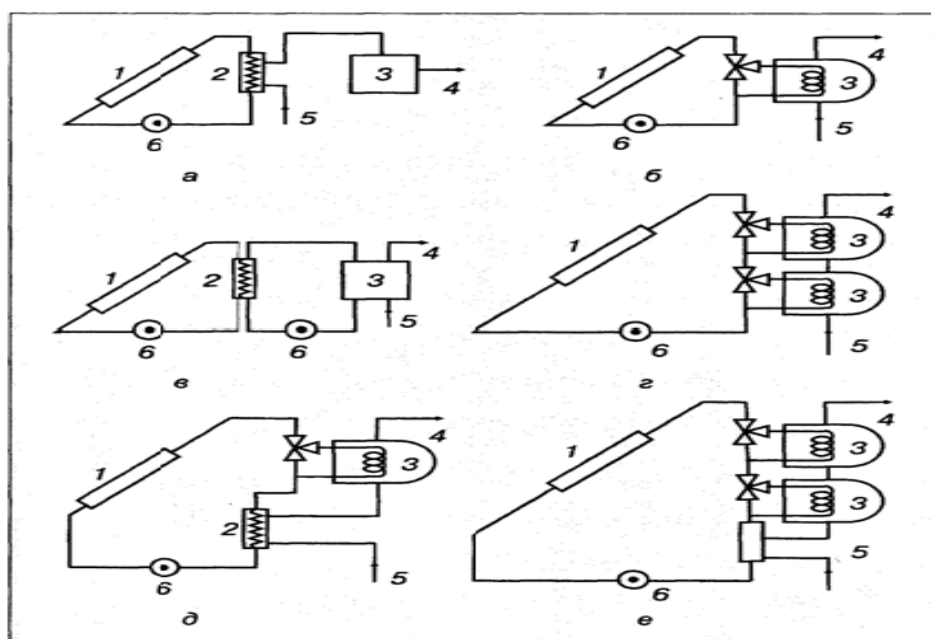


Рисунок 2.9 – Схемы активных солнечно-нагревательных систем с принудительной системой циркуляции:

а – со скоростным водо-водяным теплообменником; б – с баком аккумулятором горячей воды, совмещенным с теплоприемником; в – с промежуточным циркуляционным контуром; г – с секционными баками-аккумуляторами горячей воды, совмещенными с теплообменниками; д – со скоростным и емким водо-водяным теплообменником, совмещенным с баком-аккумулятором горячей воды; е – со скоростным и секционным емким водо-водяным теплообменником, совмещенным с секционными баками-аккумуляторами горячей воды;

1 – солнечный водонагреватель; 2 – теплообменник; 3 – бак-аккумулятор горячей воды; 4 – горячая вода к потребителю; 5 – холодная вода; 6 – циркуляционный насос

По экономическим соображениям за счет солнечной энергии целесообразно покрывать до 80 % нагрузки горячего водоснабжения, поэтому необходимо использовать, наряду с коллектором солнечной энергии, также дополнительный источник энергии (ДИЭ). На рис. 2.10 показаны различные схемы подвода энергии от ДИЭ.

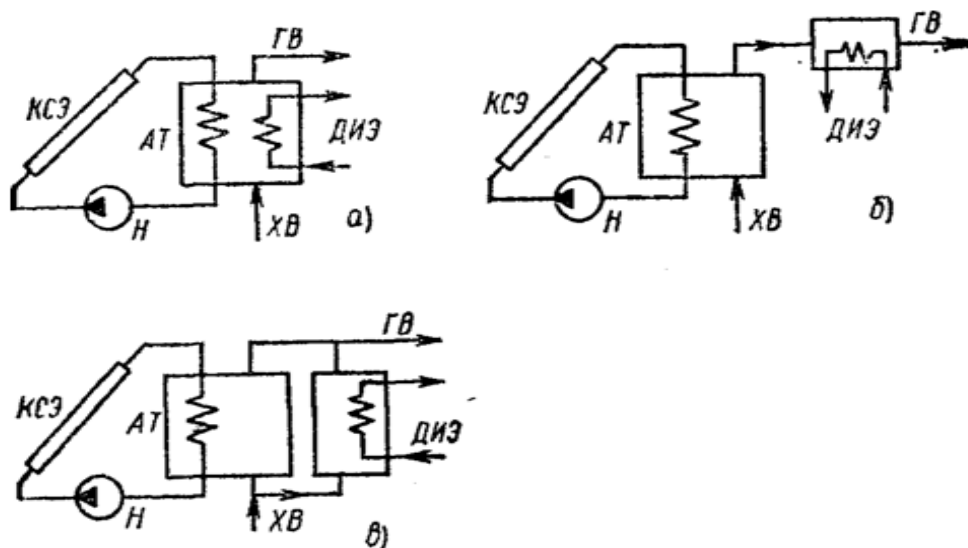


Рисунок 2.10 – Схемы подвода теплоты от дополнительного источника энергии:

а – непосредственно в бак-аккумулятор теплоты (АТ); б – к горячей воде (ГВ) на выходе из бака-аккумулятора или в– к холодной воде (ХВ) на байпасной линии.

В качестве ДИЭ может использоваться электронагреватель или топливный котел. Циркуляция теплоносителя в контуре КСЭ осуществляется насосом (Н). Изменение эффективности системы в зависимости от применяемого способа подвода дополнительной энергии связано со средним уровнем температуры воды в коллекторе. При подводе дополнительной энергии непосредственно в бак-аккумулятор повышается средняя температура теплоносителя в коллекторе, а следовательно, снижается его КПД и теплопроизводительность и в результате увеличивается потребление дополнительной энергии. Это означает, что солнечная энергия используется недостаточно эффективно. Наилучшим образом солнечная энергия используется при последовательной схеме подключения дублирующего источника энергии (рис.2.10, б). В этом случае вода предварительно подогревается за счет солнечной энергии до сравнительно невысокой температуры, поэтому средний уровень

температуры теплоносителя в коллекторе низкий, а КПД и теплопроизводительность коллектора максимальны.

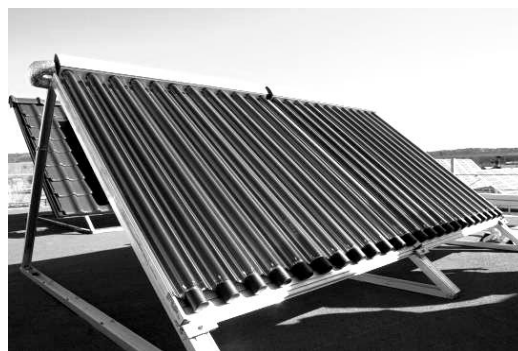
Схема подвода дополнительной энергии к холодной воде в байпасной линии (рис.2.10, в) наименее удачна, так как при этом недостаточно полно используется солнечная энергия из-за того, что часть воды вообще не нагревается ею, а поступает сразу в топливный дублер. Что же касается КПД и теплопроизводительности самого коллектора, то в этом отношении данная схема аналогична второй схеме.

### **2.3.2. Конструкция и материалы для коллекторов**

Существует два типа гелиоколлекторов: плоские и вакуумные. Общий вид их представлен на рис.2.11.



а



б

Рисунок 4.12 - Солнечные коллекторы Vaillant autoTHERM на крыше здания:  
а – плоский VFK 145 V                      б – вакуумный VTK 1140/2

Основными элементами установки являются коллектор и аккумулятор теплоты. Для изготовления этих элементов используются различные материалы - металлы, пластмассы, стекло, полимерная пленка, теплоизоляционные материалы. Основным требованием к выбору материалов является обеспечение совместимости конструкционных материалов с рабочими жидкостями при условиях эксплуатации. Особенностью работы солнечных коллекторов является воздействие на них внешней среды. Поэтому корпус коллектора, вмещающий такие конструктивные элементы, как лучепоглощающая поверхность с трубами или каналами для теплоносителя, остекление, тепловая изоляция, должен надежно защищать их от воздействия внешней среды, предохраняя от попадания влаги, пыли, активных веществ.

Корпус плоского коллектора может быть изготовлен из оцинкованного железа, алюминия, стеклоткани, композиционных материалов. Все

материалы, используемые для изготовления элементов коллектора, должны выдерживать максимальные и минимальные рабочие температуры.

В качестве лучепоглощающей поверхности могут использоваться алюминиевые, медные или стальные материалы.

Для вакуумных коллекторов в качестве защитной поверхности используют прочные стеклянные трубки, а лучепоглащающие поверхности выполняют из медных трубок. С целью увеличения теплопоглощения лучевоспринимающие и отражающие поверхности покрывают селективным покрытием.

Самый распространенный тип селективных покрытий – это тонкие пленки на металлической основе, поглощающие видимый свет и пропускающие инфракрасное излучение. Сюда, в частности, относятся покрытия из черного никеля и черного хрома, наносимые электрохимическим способом на подложку из никеля, цинка, олова или меди.

В настоящее время достигнуты значения степени селективности 10 – 20. При степени селективности 20 – 40 равновесная температура лучепоглощающей поверхности коллектора (без ее охлаждения теплоносителем) достигает 350–600°C.

Прозрачная изоляция предназначена для снижения тепловых потерь и предотвращения попадания осадков внутрь коллектора. Обычно используют один или два слоя прозрачной изоляции. Материал прозрачной изоляции должен обладать высокой пропускной способностью для солнечной радиации (0,3÷2,5 мкм) и быть практически непрозрачным для длинноволнового (более 3 мкм) теплового излучения, испускаемого поверхностью абсорбера.

Обычно используют стекло с низким содержанием оксидов железа. Стекло изолируют от металлических поверхностей прокладкой из силиконовой резины и уплотнением во избежание его повреждения или образования трещин в результате возникновения тепловых напряжений. Также возможно применение поликарбоната или, например, полимерных пленок. Последние, к сожалению, обладают существенным недостатком, связанным с деградацией под действием ультрафиолетового излучения. Однако, учитывая их низкую стоимость, ее все же целесообразно применять. С целью снижения потерь тепла, в качестве прозрачной изоляции возможно применение стандартных стеклопакетов, состоящих из двух стекол, расположенных друг от друга на расстоянии 10 мм. Пространство между стеклами заполняется  $N_2$  при давлении 600 – 650 мм рт. ст. Толщина стекла 3 мм.



Плоские коллектора изолируют со всех сторон теплоизоляционным материалом с низким коэффициентом теплопроводности, невысокой плотностью и высокой сопротивляемостью к воздействию внешней среды.

В качестве теплоносителя в контуре коллектора применяют воду или незамерзающие теплоносители: этиленгликоль, пропиленгликоль и др.

Принципиальная схема активной системы солнечного нагрева для горячего водоснабжения представлена на рис. 2.12.

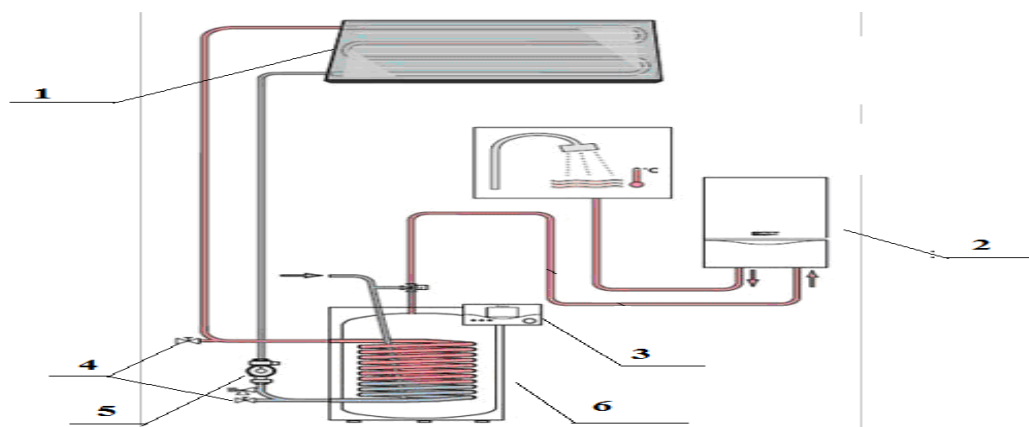


Рисунок 2.12 – Принципиальная схема горячего водоснабжения

1 – гелиоколлектор, 2 – расходная накопительная емкость, 3 – регулятор температуры, 4 – вентили, 5 – насос, 6 – бак-теплообменник

## 2.4. Солнечные энергетические системы

Существуют три основных типа солнечных тепловых систем, предназначенных для возможного производства тепловой или электрической энергии на основе парового цикла: параболический желоб, центральный получатель, параболическая антенна.

Концентрирующие гелиоприемники представляют собой сферические или параболические зеркала, параболоцилиндры (рис. 2.14), выполненные из полированного металла, в фокус которых помещают тепловоспринимающий элемент (солнечный котел), через который циркулирует теплоноситель. В качестве теплоносителя используют воду или незамерзающие жидкости. При использовании в качестве теплоносителя воды в ночные часы и в холодный период систему обязательно опорожняют для предотвращения ее замерзания.

Для обеспечения высокой эффективности процесса улавливания и преобразования солнечной радиации концентрирующий гелиоприемник должен быть постоянно направлен строго на Солнце. С этой целью гелиоприемник снабжают системой слежения, включающей датчик направления на Солнце, электронный блок преобразования сигналов,

электродвигатель с редуктором для поворота конструкции гелиоприемника в двух плоскостях.

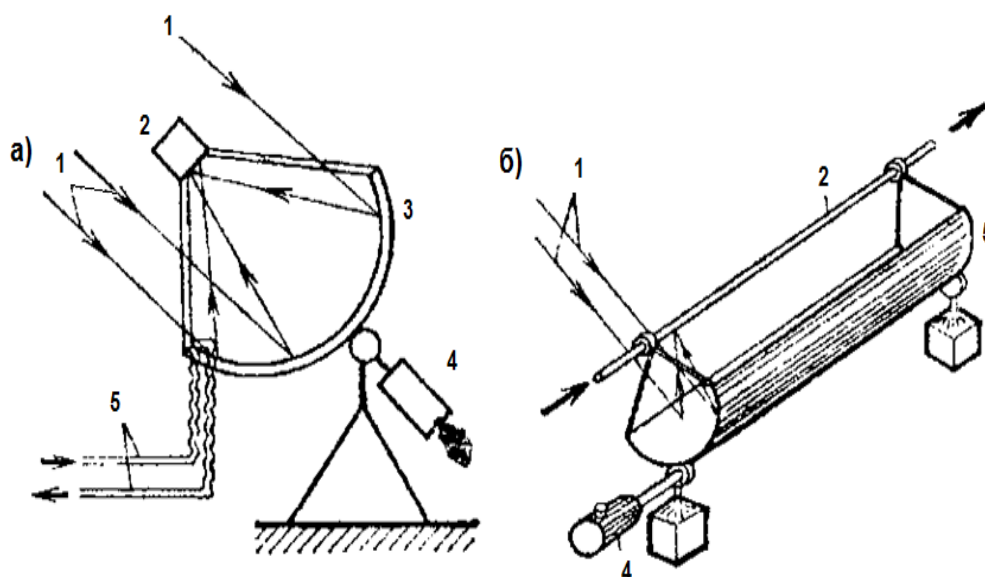


Рисунок 2.14 – Концентрирующие гелиоприемники

а – параболический концентратор; б – параболоцилиндрический концентратор; 1 – солнечные лучи; 2 – тепловоспринимающий элемент (солнечный коллектор); 3 – зеркало; 4 – механизм привода системы слежения; 5 – трубопроводы, подводящие и отводящие теплоноситель

Были разработаны параболоцилиндрические концентраторы. Эти устройства концентрируют солнечную энергию на трубчатых приемниках, расположенных в фокусе концентраторов. В 1973 г. был сконструирован плоский концентратор, явившийся успехом научной и инженерной мысли. Это привело к созданию первых солнечных электростанций (СЭС) башенного типа. Широкое применение эффективных материалов, электронных устройств и параболоцилиндрических концентраторов позволило построить СЭС с уменьшенной стоимостью, так называемые, системы модульного типа. Началось внедрение этих систем в Калифорнии фирмой Луз (Израиль). Были подписаны контракты с фирмой Эдисон на строительство в южной Калифорнии серии СЭС. В качестве теплоносителя использовалась вода, а полученный пар подавался к турбинам. Первая СЭС, построенная в 1984 г., имела КПД 14,5 %, а себестоимость производимой электроэнергии 29 центов/(кВт·ч). В 1994 году фирма Луз реорганизована в компанию Солел, базирующуюся в Израиле, и продолжает успешно работать над созданием СЭС, ведет строительство СЭС мощностью 200

МВт, а также разрабатывает новые системы аккумулирования энергии. В период между 1984 и 1990 г. фирмой Луз было построено девять СЭС общей мощностью 354 МВт. СЭС, построенные фирмой Луз, производят электроэнергию по 13 центов/(кВт·ч) с перспективой снижения до 10 центов/(кВт·ч). Специалист Д.Миле из университета Сиднея улучшил конструкцию солнечного концентратора, используя слежение за Солнцем по двум осям и применив вакуумированный теплоприемник, получил КПД 25÷30 %. Стоимость получаемой электроэнергии составила 6 центов/(кВт·ч). Подобная система будет создана в США, она позволит снизить стоимость получаемой электроэнергии до 5,4 цента/(кВт·ч). При таких показателях строительство СЭС станет экономичным и конкурентоспособным по сравнению с ТЭС.

Другим типом СЭС, получившим развитие, стали установки с двигателем Стирлинга, размещаемым в фокусе параболического зеркального концентратора. КПД таких установок может достигать 29 %.

Для Украины солнечная энергия является наиболее мощным и доступным из всех видов нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Наиболее перспективным регионом использования солнечной энергии является Крымский полуостров, Одесская, Херсонская и Николаевская области. В реальных условиях облачности, годовой приход суммарной солнечной радиации на территории Крымского региона находится на уровне 1200 – 1400 кВт·ч/м<sup>2</sup>. При этом, доля прямой солнечной радиации составляет: с ноября по февраль 20 – 40 %, с марта по октябрь – 40 – 65 %, на Южном берегу Крыма в летние месяцы - до 65 – 70 %.

В 1986 г. вблизи г. Щелкино построена первая в мире солнечная электростанция (СЭС-5) мощностью 5 тыс·кВт (рис 2.15). К 1994г. она выработала около 2 млн. кВт·час электроэнергии. Эксперимент с СЭС показал реальность преобразования солнечной энергии в электрическую, но стоимость отпускаемой электроэнергии оказалась слишком высокой, что в условиях рыночной экономики является малоперспективным. Крымская СЭС проработала с 1986 по 2001 год и была демонтирована.

Солнечный парогенератор принципиально отличается от парогенератора, который работает на органическом топливе. Сильно выраженная неравномерность и резкая нестабильность обогрева рабочей поверхности парогенератора СЭС не позволяет выполнить его по прямоточной схеме. Выполнение парогенератора с многократно принудительной циркуляцией теплоносителя сильно усложняет конструкцию, потому что в нее добавляются циркуляционные насосы. В связи с этим парогенераторы СЭС выполняют по схеме с естественной

циркуляцией теплоносителя.

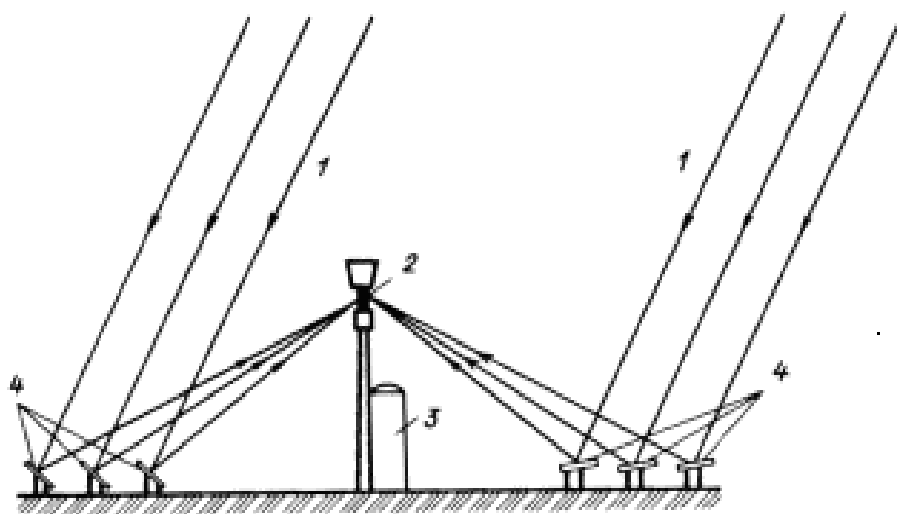


Рисунок 2.15 – Схема Крымской экспериментальной солнечной электростанции  
1 – солнечные лучи; 2 – башенный парогенератор-гелиоприемник; 3 – пароводяной аккумулятор; 4 – гелиостаты

Поверхность нагрева парогенератора образуется вертикальными трубными цельносварными панелями, часть из которых являются испарительными, а часть — водонагревательными. Последние располагаются на южной стороне парогенератора, которая менее всего обогревается. Соседние панели между собой не сваривают. С учетом неравномерности и нестабильности радиационного обогрева трубных панелей каждая испарительная панель включается в самостоятельный циркуляционный контур и соединяется с барабаном парогенератора собственными подводящими и пароотводными трубами. Предусматривается подведение пара в нижние коллекторы панелей от теплового аккумулятора.

Парогенератор экспериментальной СЭС, построенной в Крыму, скомпонован в виде шестнадцатигранника (диаметр описанного круга и высота его внешней части – 7 м) (рис 2.16).

Он рассчитан на генерацию насыщенного водяного пара давлением 4 Мпа, температурой 250 °С. Его максимальная расчетная паропроизводительность составляет 30 т/ч. Поверхность нагрева парогенератора образована 16 вертикальными трубными цельносварными панелями, из которых 14 – испарительные, а остальные водонагревательные.

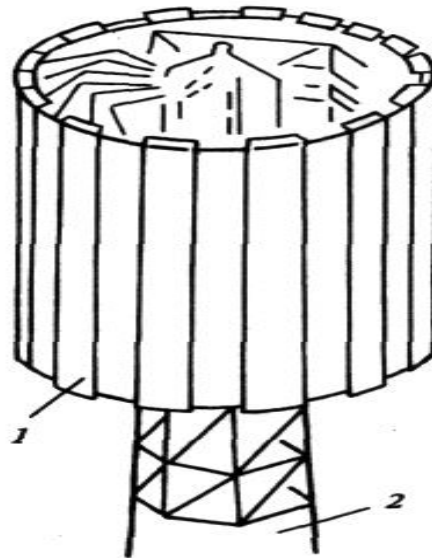


Рисунок 2.16 – Схема парогенератора Крымской СЭС  
1- теплоприемные панели; 2- башня

На рис. 2.17 показан другой тип парогенератора – полостной. Он работает в схеме с принудительной циркуляцией теплоносителя. Системы преобразования энергии созданных СЭС и тех, которые разрабатываются, предусматривают комбинированную выработку теплоты и электроэнергии, что выгодно в технико-экономическом отношении.

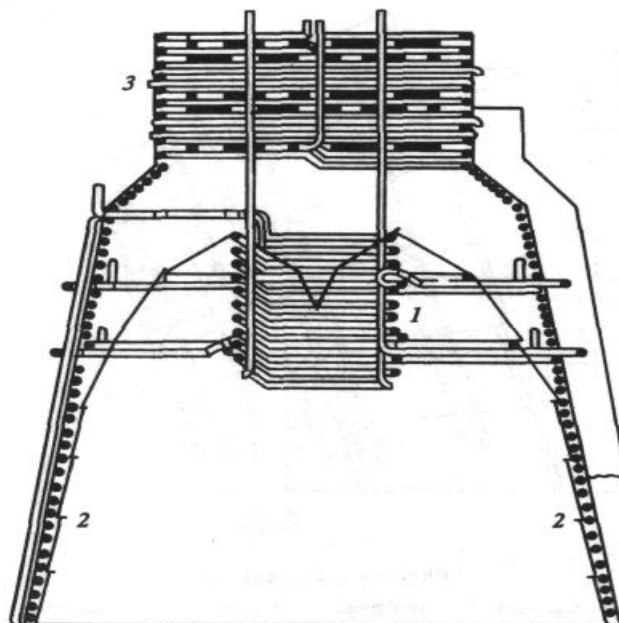


Рисунок 2.17 - Центральный приемник полостного типа  
1 - экономайзер; 2 - испарительная секция; 3 - пароперегреватель.

Принципиальная схема СЭС (рис 2.18) состоит из двух контуров, где пар генерируется за счет энергии солнечной радиации и с аккумулированной в воде.

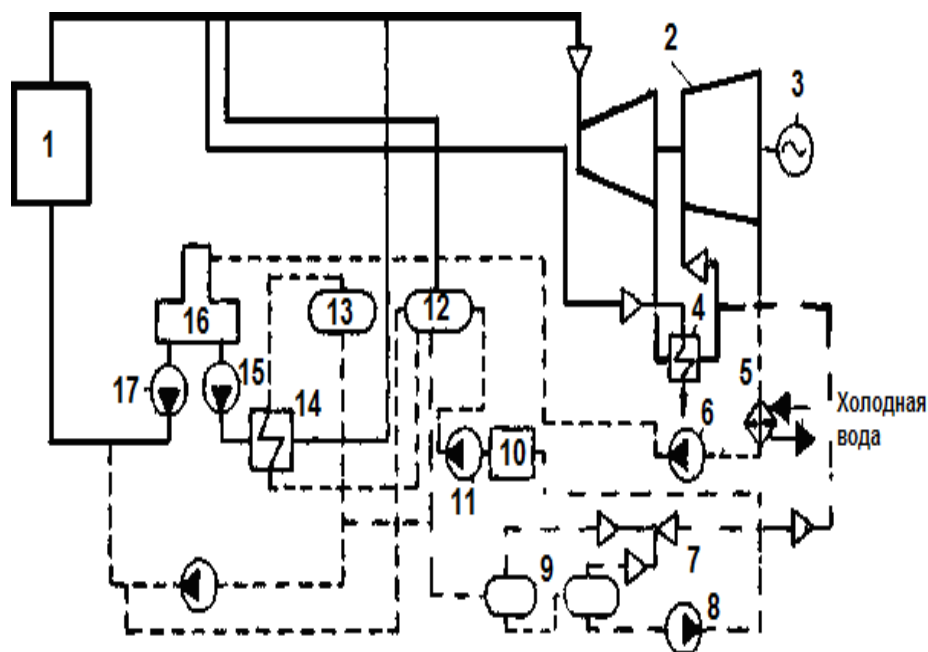


Рисунок 2.18 - Принципиальная тепловая схема СЭС

При работе электростанции пар от солнечного парогенератора 1 в насыщенном состоянии поступает в двухступенчатую паровую турбину 2, вал которой соединен с электрогенератором 3. Одновременно пар подводится к пароводяному аккумулятору 12 и пароперегревателю 4. После турбины высокого давления влажный пар, частично расширившись, направляется в пароперегреватель 4, где подсушивается, перегревается и направляется в турбину низкого давления.

После турбины низкого давления отработанный влажный пар конденсируется в конденсаторе 5, а конденсат конденсатным насосом подается в деаэратор 16. Из деаэратора конденсат самостоятельно или в смеси с горячей водой, поступающей из промежуточного аккумулятора горячей воды 13, направляется в солнечный парогенератор 1 насосом 17.

Схема дает возможность выравнивать и смешивать на протяжении суток выработку теплоты и электроэнергии. Запас насыщенной воды для этой цели создается в пароводяном аккумуляторе 12 из пара, производимом парогенератором при работе в номинальном режиме, и охлажденной воды, которая поступает из бака-аккумулятора 10, куда она нагнетается насосом 8 из двухступенчатого расширителя 9.

Во время перерывов в поступлении солнечной радиации, а следовательно, прекращении выработки пара в парогенераторе схема

поддерживается в рабочем состоянии благодаря генерации насыщенного пара, который образуется из насыщенной воды пароводяного аккумулятора 12. В это время конденсат забирается из деаэратора 16 питательным насосом 15 и подается в парогенератор системы тепловой аккумуляции 14, с другой стороны подводится насыщенная вода из пароводяного аккумулятора 12. Полученный насыщенный пар из парогенератора 14 направляется в турбину высокого давления 2, после чего к нему подмешивается насыщенный пар низкого давления. Последний образуется из смеси воды аккумуляторов 13 и 12 последовательным ее расширением в расширителе 9. Для повышения эффективности СЭС расширитель выполняется двухступенчатым с установкой в паропроводах его ступеней эжектора 7, который обеспечивает повышение давления пара после второй ступени ее расширения. В качестве теплоносителя в первом контуре СЭС вместо воды можно использовать высококипящую жидкость или жидкометаллический теплоноситель с большой удельной теплоемкостью. В этом случае появляется возможность создания дешевого теплового аккумулятора значительной энергоемкости с давлением не выше  $0,8 \div 1$  МПа.

С 1986 года в г. Даггетт (США) эксплуатируется СЭС «Солар уан» мощностью 10 МВт (рис.2.19). Вокруг ее стометровой башни установлены 1818 зеркал, которые направляют лучи Солнца на котел сложной конструкции, размещенный на вершине башни. Часть солнечной энергии аккумулируется в масляном аккумуляторе, куда добавлены камни. Запаса аккумулированной теплоты хватает для производства 7 МВт электроэнергии в течение 4 часов после заката Солнца.

В соответствии с Программой энергосбережения АР Крым, до 2020 года планировалось строительство двух солнечно-топливных электростанций, являющимися СЭС второго поколения с более высокими технико-экономическими показателями.

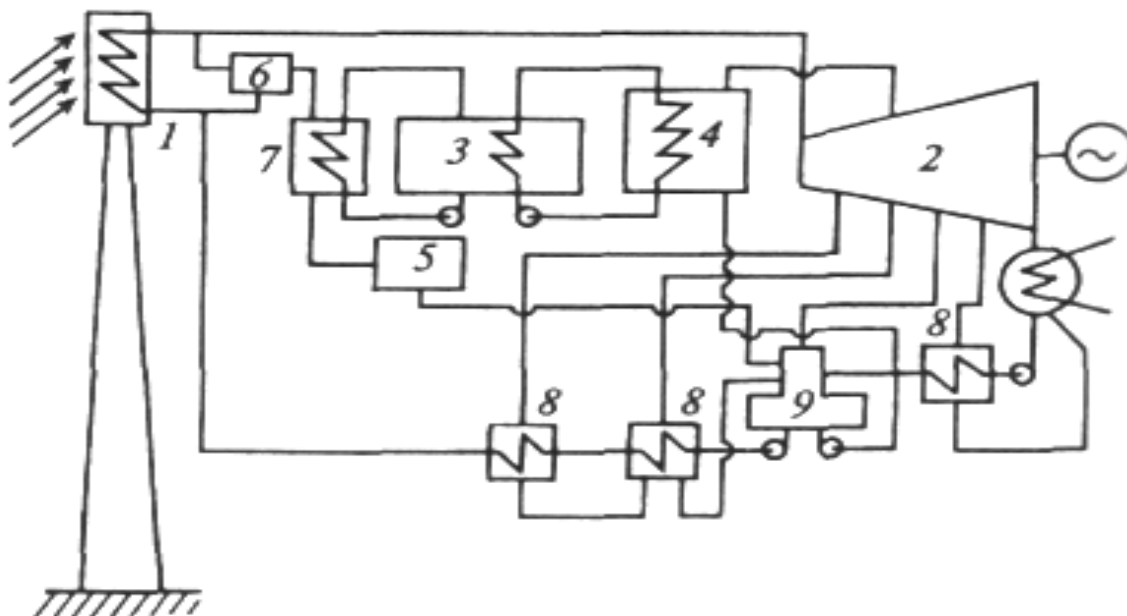


Рисунок 2.19 - Принципиальная тепловая схема одноконтурной СЭС с центральным приемником внешнего облучения.

1 - центральный приемник; 2 - турбина; 3 - тепловой аккумулятор, содержащий 7 тыс. т гравия и песка и 900 тыс. л термостойкого масла; 4 – парогенератор системы аккумулирования; 5 – расширительный бак; 6 – охладитель пара, идущего на зарядку системы аккумулирования; 7 – промежуточный нагреватель системы аккумулирования теплоты, 8– регенеративные подогреватели; 9 – деаэратор

## 2.5. Теоретические основы расчета интенсивности солнечной радиации

Расчет наземных солнечных установок включает определение располагаемого количества солнечной энергии, теплопроизводительности солнечного коллектора и установки в целом, тепловой нагрузки горячего водоснабжения, энергетических и геометрических характеристик, в том числе площади поверхности коллектора, объема аккумулятора теплоты, годовой доли солнечной энергии в покрытии тепловой нагрузки.

Для расчета количества солнечной энергии, поступающей на наклонную поверхность, необходимо знать углы падения солнечных лучей на горизонтальную и наклонную поверхности в данной местности. Основные углы, определяющие положение точки на поверхности Земли представлены на рис. 2.20.



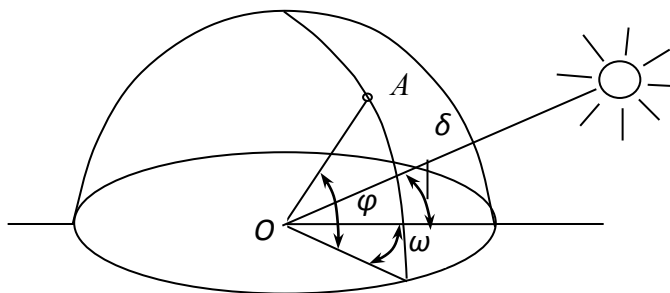


Рисунок 2.20 - Углы, определяющие положение точки A на поверхности Земли

Широта  $\varphi$  – угол между линией, соединяющей точку A с центром Земли O, и ее проекцией на плоскость экватора. Часовой угол  $\omega$  – угол, измеренный в экваториальной плоскости между проекцией линии OA и проекцией линии, соединяющей центры Земли и Солнца. Угол  $\omega = 0$  в солнечный полдень, а 1 час соответствует  $15^\circ$ . Склонение Солнца  $\delta$  – угол между линией, соединяющей центры Земли и Солнца, и ее проекцией на плоскость экватора, соединяющей точку A с центром Земли. Склонение солнца в течение года изменяется от  $-23^\circ 27'$  в день зимнего солнцестояния 22 Декабря до  $+23^\circ 27'$  в день летнего солнцестояния 22 июня и равно 0 в дни весеннего и осеннего равноденствия.

Склонение Солнца в данный день определяется по формуле:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right), \quad (2.1)$$

где  $n$  – порядковый номер дня, отсчитанный от 1 января.

Наряду с тремя основными углами  $\varphi$ ,  $\omega$  и  $\delta$  в расчетах солнечной радиации используют также зенитный угол  $Z$ , угол высоты  $\alpha$  и азимут Солнца  $a$  (Рис.2.21). Угол высоты Солнца  $\alpha$  – это угол в вертикальной плоскости между солнечным лучом и его проекцией на горизонтальную плоскость. Зенитный угол  $Z$  – это угол между солнечным лучом и нормалью к горизонтальной поверхности в точке A. Сумма  $\alpha$  и  $Z$  равна  $90^\circ$ . Азимут Солнца  $a$  – это угол в горизонтальной плоскости между проекцией солнечного луча и направлением на юг.

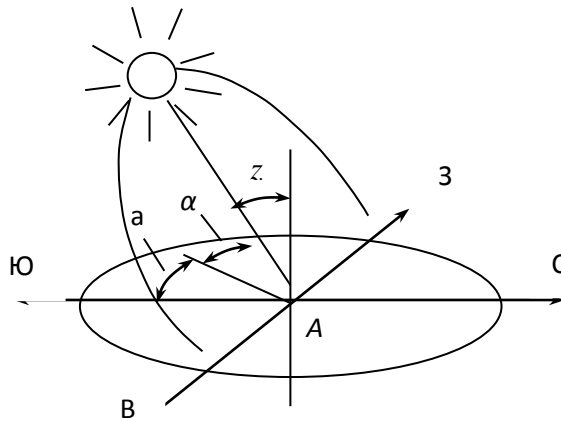


Рисунок 2.21 – Углы, определяющие положение точки А на земной поверхности относительно солнечных лучей

Связь между дополнительными и основными углами устанавливается соотношениями:

– зенитный угол:

$$\cos Z = \cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta \quad (2.2)$$

– угол высоты Солнца  $\alpha = 90 - Z$ , поэтому:

$$\sin \alpha = \cos Z \quad (2.3)$$

– азимут Солнца:

$$\sin a = \sec \alpha \cdot \cos \delta - \sin \omega.$$

При пользовании приведенными формулами для северного полушария широта  $\varphi$  берется со знаком «+», а для южного – со знаком «-», склонение Солнца  $\delta$  имеет знак «+» для лета (от весеннего до осеннего равноденствия) и знак «-» – в остальное время года. Угол  $\omega$  изменяется от  $0^\circ$  в солнечный полдень до  $180^\circ$  в полночь, при  $\omega < 90^\circ$  он имеет знак «+», а при  $\omega > 90^\circ$  – знак «-». Азимут Солнца  $a$  изменяется от 0 до  $180^\circ$ .

Угол падения солнечных лучей на произвольно ориентированную поверхность, имеющую азимут  $a_n$  и угол наклона к горизонту  $\beta$ , определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \cos i = & \sin \beta \cdot [\cos \delta \cdot (\sin \varphi \cdot \cos a_n \cdot \cos \omega + \sin a_n \cdot \sin \omega) - \sin \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos a_n] + \\ & + \cos \beta \cdot [\cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \delta \cdot \sin \varphi] \end{aligned} \quad (2.4)$$

Угол падения солнечных лучей на горизонтальную поверхность ( $\beta = 0^\circ$ ):

$$\cos i = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \delta \cdot \sin \varphi \quad (2.5)$$

Для наклонной поверхности с южной ориентацией ( $a_n = 0^\circ$ ):

$$\cos i = \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin \delta + \cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (2.6)$$

Интенсивность прямой солнечной радиации на наклонную поверхность:

$$Q_{\text{пад}} = Q_{\text{пер}} \cdot \cos i, \quad (2.7)$$

где  $Q_{\text{пер}}$  - интенсивность прямой солнечной радиации на перпендикулярную солнечным лучам поверхность. (принимается по данным метеонаблюдений)

Интенсивность прямой солнечной радиации на наклонную поверхность с учетом диффузной радиации:

$$Q_{\text{полн}} = Q_{\text{пад}} + q \quad (2.8)$$

Для наклонной поверхности с южной ориентацией :

$$\cos i = \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin \delta + \cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (2.9)$$

Угол наклона коллектора ( $\beta$ ) рекомендуется выбирать на  $10^\circ$  меньше географической широты места установки :

$$\varphi = 50^\circ, \quad \beta = 40^\circ, \quad \delta = 0^\circ, \quad \omega = 90^\circ.$$

Пример расчета гелиосистемы см. Приложение «А»

## 2.6. Фотоэлектричество

### 2.6.1. Фотоэлектрические преобразователи

Фотоэлементы преобразовывают солнечную радиацию в электрическую энергию. Впервые такой эффект был продемонстрирован в 1839 году французским ученым Бекуерлом, но только в 50-х годах XX ст. этот эффект был использован в коммерческих целях. Тогда

фотоэлектрические элементы использовались в космической промышленности. С тех пор стоимость фотоэлектрических элементов упала более чем в 10 раз и, соответственно выросло их применение на Земле. Фотоэлектрические элементы вырабатывают постоянный ток, абсолютное значение которого прямо пропорционально интенсивности солнечной радиации. Напряжение же в меньшей степени зависит от солнечной радиации и в основном оно зависит от температуры элемента. Поскольку фотоэлементы не могут хранить выработанную электроэнергию, они соединены с аккумуляторными батареями с помощью контроллера зарядки. Для получения переменного тока применяют инвертор. Простейшая схема представлена на рис. 2.22

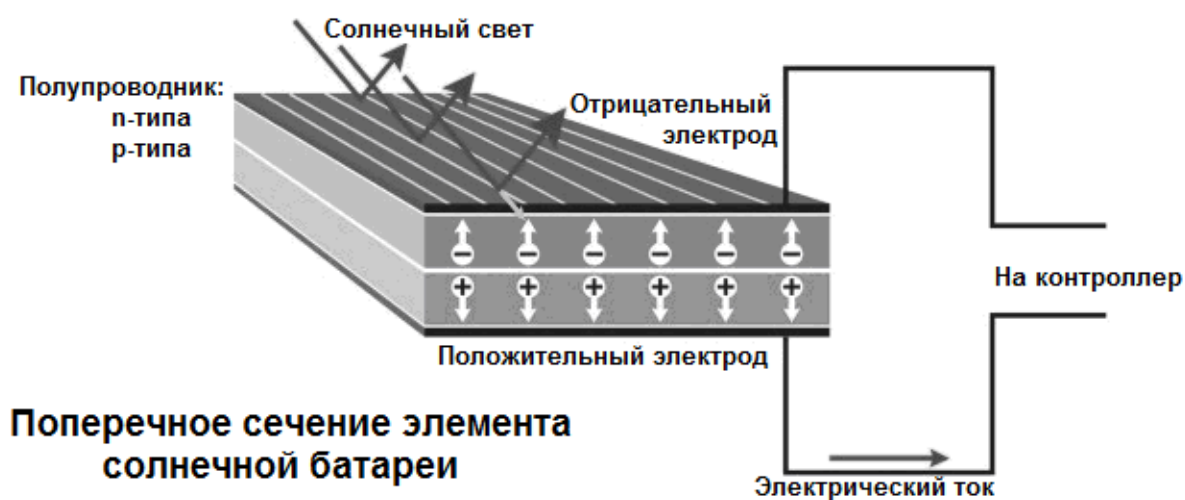


Рисунок 2.22 - Схема устройства для получения электроэнергии.

Полупроводник – это такой материал, в атомах которого либо есть лишние электроны (*n*-тип), либо наоборот, их не хватает (*p*-тип). Соответственно, полупроводниковый фотоэлемент состоит из двух слоев с разной проводимостью. В качестве катода используется *n*-слой, а в качестве анода – *p*-слой.

Лишние электроны из *n*-слоя могут покидать свои атомы, тогда как *p*-слой эти электроны захватывает. Именно лучи света «выбивают» электроны из атомов *n*-слоя, после чего они летят в *p*-слой занимать пустующие места. Таким способом электроны бегут по кругу, выходя из *p*-слоя, проходя через нагрузку (в данном случае аккумулятор) и возвращаясь в *n*-слой. Простейшая конструкция солнечного элемента на основе монокристаллического кремния показана на рис. 2.23. На малой глубине от поверхности кремниевой пластины *p*-типа сформирован *p-n*-переход с тонким металлическим контактом. На тыльную сторону пластины нанесен сплошной металлический

контакт.  $P$ - $n$ -переход расположен вблизи от освещаемой поверхности полупроводника.

При использовании солнечного элемента в качестве источника электроэнергии к его выводам должно быть подсоединено сопротивление нагрузки  $R_n$ . Рассмотрим вначале два крайних случая:  $R_n = 0$  (режим короткого замыкания) и  $R_n = \infty$  (режим холостого хода). Зонные диаграммы для этих режимов изображены на рис. 2.23, а, б, в.

В первом случае зонная диаграмма освещенного  $p$ - $n$  – перехода не отличается от зонной диаграммы при термодинамическом равновесии (без освещения и без приложенного напряжения смещения), поскольку внешнее закорачивание обеспечивает нулевую разность потенциалов между  $n$ - и  $p$ -областями. Однако через  $p$ - $n$ -переход и внешний проводник течет ток, обусловленный фотогенерацией электронно-дырочных пар в  $p$ -области. Фотоэлектроны, образовавшиеся в непосредственной близости от области объемного заряда, увлекаются электрическим полем  $p$ - $n$ -перехода и попадают в  $n$ -область. Остальные электроны диффундируют к  $p$ - $n$ -переходу, стараясь восполнить их убыль, и в конечном итоге также попадают в  $n$ -область. В  $n$ -области возникает направленное движение электронов к тыльному металлическому контакту, перетекание во внешнюю цепь и в контакт к  $p$ -области. На границе контакта к  $p$ -области происходит рекомбинация подошедших сюда электронов с фотогенерированными дырками.

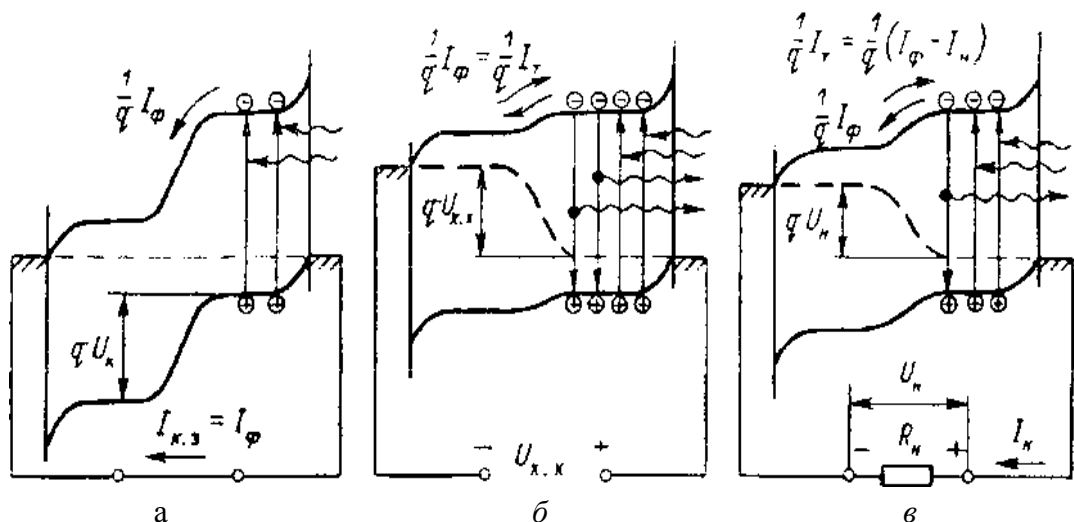


Рисунок 2.23 – Зонные энергетические диаграммы  $p$  -  $n$  – перехода при освещении  
а – в режиме короткого замыкания; б – холостого хода; в – включения на сопротивление нагрузки.

При разомкнутой внешней цепи  $p$ - $n$ -перехода (рис. 2.23 б) фотоэлектроны, попадая в  $n$ -область, накапливаются в ней и заряжают  $n$ -область отрицательно.

Остающиеся в  $p$ -области избыточные дырки заряжают  $p$ -область положительно. Возникающая таким образом разность потенциалов является напряжением холостого хода  $U_{ХХ}$ . Полярность  $U_{ХХ}$  соответствует прямому смещению  $p$ - $n$ -перехода.

Поток генерированных светом носителей образует фототок  $I_{\Phi}$ . Величина  $I_{\Phi}$  равна числу фотогенерированных носителей, прошедших через  $p$ - $n$ -переход в единицу времени

$$I_{\Phi} = q \cdot \frac{P_u}{h \cdot \nu}, \quad (2.10)$$

где  $q$  – величина заряда электрона.

$P_u$  – мощность поглощенного монохроматического излучения.

Здесь предполагается, что в полупроводнике каждый поглощенный фотон с энергией создает одну электронно-дырочную пару. Это условие хорошо выполняется для солнечных элементов на основе  $Si$  и  $GaAs$ .

Рассмотрим подключение к  $p$ - $n$ -переходу варьировемого сопротивления нагрузки (рис. 2.23 в). Направление тока в нагрузке всегда совпадает с направлением  $I_{\Phi}$ , а сам ток нагрузки  $I_H$  равен результирующему току через  $p$ - $n$ -переход (см. (2.22)). Принимая направление тока  $I_{\Phi}$  за положительное, для  $I_H$  можно записать

$$I_H = I_{\Phi} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{q \cdot U_H}{A \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right], \quad (2.11)$$

где  $U_H$  – напряжение на нагрузке, равное напряжению на  $p$ - $n$ -переходе.

Электрическая мощность, выделяемая в нагрузке, определяется по формуле (пренебрегаем единицей в формуле (2.11)).

$$P = I_H \cdot U_H = I_{\Phi} \cdot U_H - I_0 \cdot U_H \cdot \exp\left(\frac{q \cdot U_H}{A \cdot k \cdot T}\right), \quad (2.12)$$

В режимах короткого замыкания и холостого хода  $P = 0$ , поскольку либо  $U_H$ , либо  $I_H$  равны нулю.

### 2.6.2. Материалы фотоэлектрических преобразователей

Для производства фотоэлементов наиболее эффективно применение монокристаллического кремния. Однако процесс его получения технологически очень сложный и дорогостоящий. В связи с этим внимание было обращено на такие материалы, как сплавы на основе аморфного кремния ( $\alpha$  –  $Si:H$ ), арсенид галлия и поликристаллические полупроводники.

*Аморфный кремний* выступает в качестве более дешевой альтернативы монокристаллическому. Первые солнечные элементы (СЭ) на его основе были созданы в 1975 году. Оптическое поглощение аморфного кремния в 20 раз выше, чем кристаллического. Поэтому для существенного поглощения видимого света достаточно пленки  $\alpha$ -Si:H толщиной 0,5 – 1,0 мкм вместо дорогостоящих кремниевых 300-мкм подложек. Кроме того, благодаря существующим технологиям получения тонких пленок аморфного кремния большой площади не требуется операция резки, шлифовки и полировки, необходимых для СЭ на основе монокристаллического кремния. По сравнению с поликристаллическими кремниевыми элементами изделия на основе  $\alpha$ -Si:H производят при более низких температурах (300 С), можно использовать дешевые стеклянные подложки, что сокращает расход кремния в 20 раз.

Пока максимальный КПД экспериментальных элементов на основе  $\alpha$  – Si:H – 12 %, что несколько ниже КПД кристаллических кремниевых СЭ (~15 %). Однако не исключено, что с развитием технологии КПД элементов на основе  $\alpha$ -Si:H достигнет теоретического потолка – 16 %.

*Арсенид галлия* – один из наиболее перспективных материалов для создания высокоэффективных солнечных батарей. Это объясняется следующими его особенностями:

- почти идеальная для однопереходных солнечных элементов ширина запрещенной зоны равна 1,43 эВ;
- повышенная способность к поглощению солнечного излучения: требуется слой толщиной всего в несколько микрон;
- высокая радиационная стойкость, что совместно с высокой эффективностью делает этот материал чрезвычайно привлекательным для использования в космических аппаратах;
- относительная нечувствительность к нагреву батарей на основе GaAs;
- характеристики сплавов GaAs с алюминием, мышьяком, фосфором или индием дополняют характеристики GaAs, что расширяет возможности при проектировании солнечных элементов.

Главное достоинство арсенида галлия и сплавов на его основе – широкий диапазон возможностей для дизайна СЭ. Фотоэлемент на основе GaAs может состоять из нескольких слоев различного состава. Это позволяет разработчику с большой точностью управлять генерацией носителей заряда, что в кремниевых солнечных элементах ограничено допустимым уровнем легирования. Основной недостаток арсенида галлия – высокая стоимость.

Для удешевления производства предлагается формировать СЭ на более

дешевых подложках; выращивать слои GaAs на удаляемых подложках или подложках многократного использования.

*Поликристаллические тонкие пленки* также весьма перспективны для солнечной энергетики. Чрезвычайно высока способность к поглощению солнечного излучения у диселенида меди и индия ( $\text{CuInSe}_2$ ) – 99 % света поглощается в первом микроне этого материала (ширина запрещенной зоны – 1,0 эВ). Наиболее распространенным материалом для изготовления окна солнечной батареи на основе  $\text{CuInSe}_2$  является CdS. Иногда для улучшения прозрачности окна в сульфид кадмия добавляют цинк. Немного галлия в слое  $\text{CuInSe}_2$  увеличивает ширину запрещенной зоны, что приводит к росту напряжения холостого хода и, следовательно, повышению эффективности устройства.

*Теллурид кадмия* ( $\text{CdTe}$ ) – еще один перспективный материал для фотовольтаники. У него почти идеальная ширина запрещенной зоны (1,44 эВ) и очень высокая способность к поглощению излучения. Пленки  $\text{CdTe}$  достаточно дешевы в изготовлении. Кроме того, технологически несложно получать разнообразные сплавы  $\text{CdTe}$  с Zn, Hg и другими элементами для создания слоев с заданными свойствами. Подобно  $\text{CuInSe}_2$ , наилучшие элементы на основе  $\text{CdTe}$  включают гетеропереход из CdS в качестве оконного слоя. Оксид олова используется как прозрачный контакт и просветляющее покрытие. Серьезная проблема на пути применения  $\text{CdTe}$  – высокое сопротивление слоя  $p\text{-CdTe}$ , что приводит к большим внутренним потерям. Но она решена в  $p-i-n$  – структуре с гетеропереходом  $\text{CdTe/ZnTe}$ . Пленки  $\text{CdTe}$  обладают высокой подвижностью носителей заряда, а солнечные элементы на их основе – высокими значениями КПД, от 10 до 16 %.

Среди солнечных элементов особое место занимают батареи, использующие органические материалы. Коэффициент полезного действия солнечных элементов на основе диоксида титана, покрытого органическим красителем, весьма высок ~11 %. Основа солнечных элементов данного типа – широкозонный полупроводник, обычно  $\text{TiO}_2$ , покрытый монослоем органического красителя. Принцип работы элемента основан на фотовозбуждении красителя и быстрой инжекции электрона в зону проводимости  $\text{TiO}_2$ . При этом молекула красителя окисляется, через элемент идет электрический ток и на платиновом электроде происходит восстановление трииодида до иодида. Затем иодид проходит через электролит к фотоэлектроду, где восстанавливает окисленный краситель.

Начиная с 70-х годов правительства индустриальных стран израсходовали биллион долларов на разработки фотоэлектрических



преобразователей. За последние 10 лет стоимость фотоэлектрических преобразователей снижалась и в 1993 г. достигла 3,5–4,75 дол/Вт, а стоимость получаемой энергии составила 25–40 центов/(кВт/ч). Мировой объем производства увеличился с 6,5 МВт в 1980 году до 60 МВт в 1993 г.

Наилучшим примером использования таких систем является Доминиканская республика, где 2 тыс. домов имеют фотоэлектрические установки, сконструированные в последние 9 лет. Стоимость такой установки 2 тыс. дол.

В Шри-Ланке израсходовано 10 млн дол на электрификацию 60 тыс. домов с помощью фотосистем. Стоимость установки мощностью 50 Вт, включающая фотопанель, источник света и аккумуляторную батарею, составляет \$500 США.

Для успешного внедрения фотосистем их удельная стоимость должна быть снижена в 3–5 раз прежде, чем появятся крупные энергосистемы.

Первым в истории фотоэлектрическим материалом был селен. Именно с его помощью производили фотоэлементы в конце XIX и начале XX веков. Но учитывая крайне малый КПД (менее 1 процента), селену сразу же начали искать замену.

Массовое же производство солнечных батарей стало возможным после того, как телекоммуникационная компания Bell Telephone разработала фотоэлемент на основе кремния. Он до сих пор остается самым распространенным материалом в производстве солнечных батарей. Правда, очистка кремния – процесс крайне затратный, а потому мало-помалу пробуются альтернативы: соединения меди, индия, галлия и кадмия. Селен – исторически первый, а кремний – самый массовый материал в производстве фотоэлементов

Поскольку мощности отдельных фотоэлементов недостаточно, чтобы питать мощные электроприборы, их объединяют в электрическую цепь, тем самым формируя солнечную батарею (другое название – солнечная панель).

На каркасе солнечной батареи фотоэлементы крепятся таким образом, чтобы их в случае выхода из строя можно было заменять по одному. Для защиты от воздействия внешних факторов всю конструкцию покрывают прочным пластиком или закаленным стеклом.

На рис. 2.24 представлена схема системы электроснабжения потребителя.



Рисунок 2.24 - Система электроснабжения дома

### Контрольные вопросы.

1. Схема энергетического баланса Земли.
2. Потенциал солнечной энергии и его виды.
3. Баланс поступления энергии Солнца.
4. Пассивные солнечные системы и принцип их построения.
5. Примеры пассивных систем.
6. Активные гелиосистемы. Принцип работы.
7. Состав активной гелиосистемы.
8. Выбор угла наклона гелиоколлектора к горизонту.
9. Одно и многоконтурные активные системы и их комплектация.
10. С чем связано применение дополнительного источника энергии в случае использования гелиоколлекторов?
11. Конструкции гелиоколлекторов.
12. Солнечные энергетические системы и их типы.
13. Основные углы для расчета количества солнечной энергии.
14. Углы, определяющие положение точки на земной поверхности.
15. Полная интенсивность прямой солнечной радиации на наклонную поверхность.
16. Фотоэлектричество, состав установки, принцип действия.
17. Материалы фотоэлектрических преобразователей.

### Литература

1. Аvezов Р.Р. Солнечные системы отопления и горячего водоснабжения./ Р.Р. Аvezов. – Ташкент : Фан, 1988. – 288с,

2. Сабади П.Р. Солнечный дом./П.Р.Сабади – М. : Стройиздат, 1981. – 113с.
3. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии/ Твайделл Дж., Уэйр А. : Пер. с англ. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
4. Бринкворт Б. Солнечная энергия для человека/ Бринкворт Б : Пер. с англ. В.Н. Оглоблева; под ред. и предисл. Б.В. Тарнижевского. – М. : Мир, 1976. – 291 с.
5. Бекман У.А. Расчет систем солнечного теплоснабжения / У. Бекман, С. Клейн, Дж. Даффи : Сокр. пер. с англ. Г.А. Гухман, С.Н. Смирнова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 79 с.
6. Солнечные энергетические установки. – М. : ЭНИН, 1974. – 308 с.
7. Соминский М.С. Солнечная электроэнергия. Полупроводники и Солнце./ Соминский М.С. – М. : «Наука» Ленингр. отд., 1965.
8. Удел Свен. Солнечная энергия и другие альтернативные источники энергии./ Удел Свен. – М. : Знание, 1980.
9. Умаров Г.Я. Солнечная энергетика./ Умаров Г.Я., Ершов А.А., – М. : Знание, 1974.
10. Учебное пособие по курсу «Возобновляемые и вторичные источники энергии» для студентов специальности 8.090510 «Теплоэнергетика» очной и заочной форм обучения, / Сост. : Житаренко В.М. – Мариуполь : ПГТУ, 2006. – 200 с.
11. Н. М. Мхитарьян Энергосберегающие технологии в жилищном и гражданском строительстве / Н. М. Мхитарьян Киев : –Наукова думка, 2000. – 413с.
12. Косатый Д.М. Фотоэлектрические системы,– Учебное пособие. / Косатый Д.М Кудрявцев И.Н., Махотило К.В. –Х. : 2014. – 399 с.

## Глава 3. ЭНЕРГИЯ ВЕТРА И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

### 3.1. Общие сведения

Основной причиной возникновения ветра является неравномерное нагревание солнцем земной поверхности.

Земная поверхность неоднородна: суша, океаны, горы, леса обуславливают различное нагревание поверхности под одной и той же широтой. Вращение Земли также вызывает отклонения воздушных течений. Все эти причины осложняют общую циркуляцию атмосферы. Возникает ряд отдельных циркуляций, в той или иной степени связанных друг с другом.

На экваторе, у земной поверхности, лежит зона затишья со слабыми переменными ветрами. На север и на юг от зоны затишья расположены зоны пассатов, которые вследствие вращения Земли с запада на восток имеют отклонение к западу. Таким образом, в северном полушарии постоянные ветры приходят с северо-востока, а в южном – с юго-востока, как показано на схеме рисунка 3.1. Пассаты простираются примерно до  $30^\circ$  северной и южной широт и отличаются равномерностью воздушных течений по направлению и скорости. Средняя скорость юго-восточных пассатов северного полушария у поверхности земли достигает 6 – 8 м/с. Эти ветры вблизи больших континентов нарушаются сильными годовыми колебаниями температуры и давления над материками. Высота слоя пассатов простирается от 1 до 4 км. Выше над пассатами находится слой переменных ветров, а над ним находится зона антипассатов, дующих в направлении, противоположном направлению пассатов. Высота слоя антипассатов меняется от 4 до 8 км в зависимости от времени года и от места.

В субтропических широтах, в поясах высокого давления, зоны пассатов сменяются штилевыми областями. К северу и югу от этих областей приблизительно до  $70^\circ$  на всех высотах дуют ветры между западным и юго-западным румбами в северном полушарии и между западным и северо-западным — в южном полушарии. В этих широтах, кроме того, в атмосфере непрерывно возникают и затухают вихревые движения, усложняющие простую схему общей циркуляции атмосферы, показанную на рисунке 3.1.

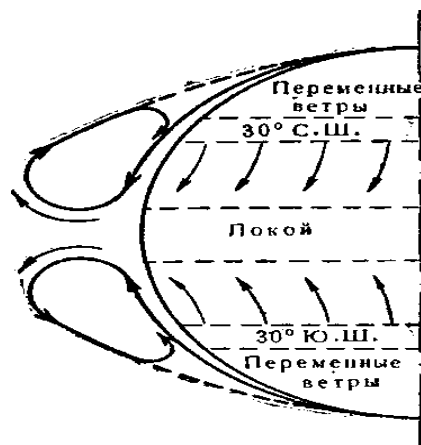


Рисунок 3.1 – Схема общей циркуляции земной атмосферы

**Местные ветры.** Особые местные условия рельефа земной поверхности (моря, горы и т. п.) вызывают местные ветры.

*Бризы.* Вследствие изменения температур днем и ночью возникают береговые морские ветры, которые называются бризами.

В тропических странах бризы наблюдаются почти в течение всего года, а в умеренном поясе только летом, при жаркой погоде. У нас бризы можно наблюдать летом у берегов Черного и Каспийского морей.

*Муссоны.* Годовые изменения температуры в береговых районах больших морей и океанов также вызывают циркуляцию, аналогичную бризам, но с годовым периодом. Эта циркуляция, более крупного размера, чем бризы, называется муссонами.

Сильные муссоны можно наблюдать на южном побережье Азии – в Индийском океане и Аравийском море, где летом они имеют юго-западное направление, а зимой – северо-восточное. У восточных берегов Азии также наблюдаются муссоны. Зимой дуют суровые северо-западные материковые ветры; летом – юго-восточные и южные морские влажные ветры. Эти ветры значительно влияют на климат Дальневосточного края.

Различные зоны Евразии имеют ветровые режимы, сильно отличающиеся один от другого. Значение среднегодовой скорости ветра в данном районе дает все же возможность приближенно судить о целесообразности использования ветродвигателя и об эффективности агрегата.

В 1963 г. в результате обработки многолетних данных по различным метеорологическим станциям лабораторией ветроиспользования Всесоюзного научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ) разработана карта ветроэнергетических

ресурсов СНГ. Она (рис. 3.2) содержит рекомендации по применению ветродвигателей соответствующих типов.

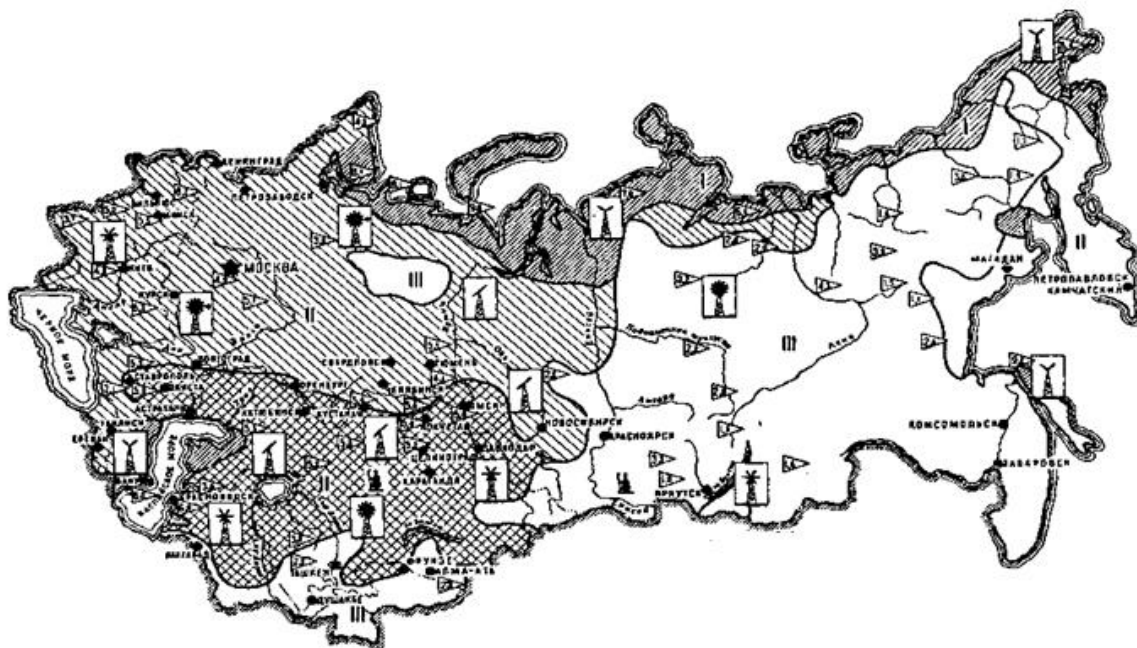


Рисунок 3.2 – Ветроэнергетические ресурсы СНГ и зональное размещение ветродвигателей

Прибрежные зоны северной части России, Каспийское побережье и северная часть Сахалина отличаются, как это видно на карте, высокой интенсивностью ветрового режима. Здесь среднегодовые скорости ветра превышают 6 м/с. В этих районах часто наблюдаются ураганные ветры (выше 30 м/с), которые сопровождаются снежными метелями и буранами. Поэтому в указанной зоне можно использовать только агрегаты с ветродвигателями высокой быстроходности (двух-трехлопастные), прочность которых рассчитана на ветровые нагрузки при скоростях ветра 40 м/с. В Арктике и на побережье наиболее эффективно применение ветроэлектрических станций, работающих совместно с тепловым резервом, а также небольших ветроэлектрических агрегатов.

Большинство областей европейской части СНГ относится к зоне средней интенсивности ветра. В этих районах среднегодовая скорость ветра составляет от 3,5 до 6 м/с. К этой же зоне относится часть территории, лежащая юго-восточнее озера Байкал.

Третья зона занимает обширную территорию Восточной Сибири и Дальнего Востока, некоторых областей европейской части России. В этой

зоне скорости ветра относительно невелики – до 3,5 м/с, и широкое применение здесь ветроэнергетических установок не рекомендуется.

### **3.2. Потенциал ветровой энергии в Украине**

Украина имеет мощные ресурсы ветровой энергии: годовой технический ветроэнергетический потенциал равняется 30 млрд кВт·ч. В результате обработки статистических метеорологических данных по скорости и повторяемости скорости ветра проведено районирование территории Украины по скоростям ветра и определен удельный энергетический потенциал ветра на разной высоте соответственно зонам районирования.

В условиях Украины с помощью ветроустановок возможно использование около 20 % годового объема энергии ветра, который проходит сквозь сечение поверхности ветроколеса. Ожидаемые объемы производства электроэнергии с 1 м<sup>2</sup> сечения площади ветроколеса в перспективных регионах составляют 800 – 1000 кВт·ч/м<sup>2</sup> за год. Применение ветроустановок для производства электроэнергии в промышленных масштабах наиболее эффективно в регионах Украины, где среднегодовая скорость ветра больше 5 м/с: на Азово-Черноморском побережье, в Одесской, Херсонской, Запорожской, Донецкой, Луганской, Николаевской областях, АР Крым и в районе Карпат.

Реализация государственных национальных программ в области ветроэнергетики на 2010 год предусматривала общее годовое производство электроэнергии на ветроэлектростанциях и автономных ветроустановках около 5,71 млн МВт·ч, что позволило бы обеспечить около 2,5 процентов от общего годового электропотребления в Украине.

В Украине взят курс на строительство ветроэлектростанций (ВЭС) общей мощностью 500 МВт и более, для чего в ветроэнергетику направляются большие государственные инвестиции (0,75 % от товарной продукции производства электроэнергии в системе Минэнерго Украины). Необходимо также отметить, что суммарная располагаемая мощность ВЭС в Украине в 500 МВт даст прибавку среднегодовой мощности лишь в 800÷1000 МВт, что для уровня страны составляет весьма малую величину. На сегодняшний день общая установленная мощность ветроустановок уже превысила установленную мощность тепловых электростанций.

На рис.3.3 и в табл.3.1 представлены, соответственно, карта размещения ВЭС и таблица потенциала ветровой энергетики Украины.

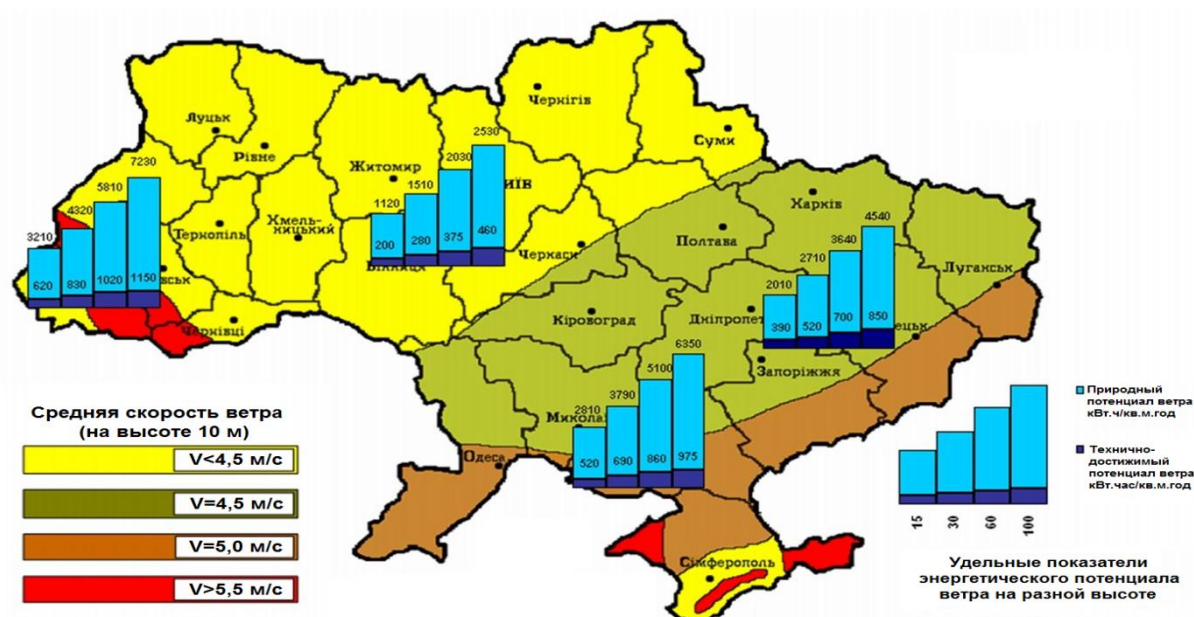


Рисунок 3.3 – Энергетический потенциал энергии ветра в Украине

Таблица 3.1 - Удельный энергетический потенциал ветровой энергии в Украине

№ ра йо на	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Высо- та, м	Естественный потенциал вет- ра, кВт.ч/м <sup>2</sup> год	Технически дости- жимый потенциал ветра, кВт.ч/м <sup>2</sup> год
1	<4,25	15	1120	200
		30	1510	280
		60	2030	375
		100	2530	460
2	4,5	15	2010	390
		30	2710	520
		60	3640	700
		100	4540	850
3	5,0	15	2810	520
		30	3790	690
		60	5100	860
		100	6350	975
4	5,5	15	3200	620
		30	4320	830
		60	5810	1020
		100	7230	1150

Существующие намерения государства по внедрению ветроэнергетики в Украине базируются в основном на применении лицензированной ВЭУ модели «USW 56 - 100» и ВЭУ отечественной разработки типа «АВЭ - 250С».



ВЭУ модели «USW 56 - 100» имеют малую для работы в параллель с энергосистемой Украины единичную мощность, что приводит к снижению эффективности использования земли под ВЭС, снижению ветроэнергopotенциала, росту удельных затрат на строительство и эксплуатационные расходы. Конструкция ВЭУ «USW 56 -100» – устаревшая, что приводит к меньшей ее эффективности. По ветроэнергетическим характеристикам установка имеет относительно низкие скорости: отключения (22 м/с) и неразрушающую (56 м/с), относительно высокие скорости включения (5 м/с) и номинальную скорость (13 м/с). Это ограничивает область применения этих типов ВЭУ.

Расположение лопастей за гондолой увеличивает аэродинамические потери и соответственно снижает выработку электроэнергии. ВЭУ модели «USW 56-100» обладают еще целым рядом других недостатков: установки не вырабатывают реактивную мощность, что требует дополнительных капиталовложений на компенсацию реактивной нагрузки; решетчатая конструкция башни установки приводит к большой вероятности гибели птиц; незащищенность аппаратуры АСУ от помех и воздействий; тяжелый режим механизмов гондолы; низкая быстроходность ветроколеса (72 об/мин); усложненная конструктивно-технологическая схема лопасти и др. Программа АСУ ТП ветроагрегата не известна для пользователей Украины, в АСУ введен защитный код, что не позволит владельцу ВЭУ самостоятельно ее отремонтировать или модернизировать.

По состоянию на апрель 1996 г. из 32 установок, принятых в эксплуатацию, 22 аварийно вышли из строя с серьезными дефектами: трещины, сползание, отрыв лопастей, дефекты тяги, 2 генератора сгорели и др. По предварительной оценке неисправности возникали из-за неудовлетворительной подготовки модулей ВЭУ на заводе-изготовителе.

На основании изложенного можно сделать вывод, что ВЭУ модель «USW 56 - 100» по конструкции и параметрам не оптимальна для условий работы в параллель с энергосистемой Украины, а также не оптимальна для украинских метеоусловий.

В Украине разработана и производится ВЭУ типа «АВЭ-250С» мощностью 200 кВт. К настоящему времени партия этих установок проходит отработку и опытную эксплуатацию (в основном в Крыму). Разрабатывается подобная установка мощностью 500 кВт.

ВЭУ типа «АВЭ-250С» может работать как в параллель с энергосистемой, так и автономно. По удельной выработке электроэнергии она более предпочтительна.

Таким образом, хотя ветроэнергетика в Украине не может заменить традиционную энергетику, тем не менее, она может дополнить ее. Для этого необходимо иметь традиционную генерирующую мощность, покрывающую всю нагрузку потребителей. Как и во всем мире, ветроэнергетика Украины в современных условиях высокочрезвычайная и в ближайшей перспективе не может быть рекомендована для внедрения в больших объемах из-за высокой удельной стоимости ВЭУ, низкого коэффициента использования установленной мощности установок (0.15 – 0.25), слабости экономики и других факторов.

На выработку электроэнергии влияют как внешние (природные факторы, так и конструктивные). Влияние различных факторов на эффективность работы ветроустановок представлено на рис. 3.4.

Влияние высоты башни – чем выше башня, тем больше увеличение выработки. Так, при высоте башни от 10 до 40 метров увеличение мощности составляет 160 %.

Скорость ветра – увеличивает производительность пропорционально скорости ветра в третьей степени.

Увеличение диаметра колеса – увеличивает мощность пропорционально ометаемой ветроколесом площади.

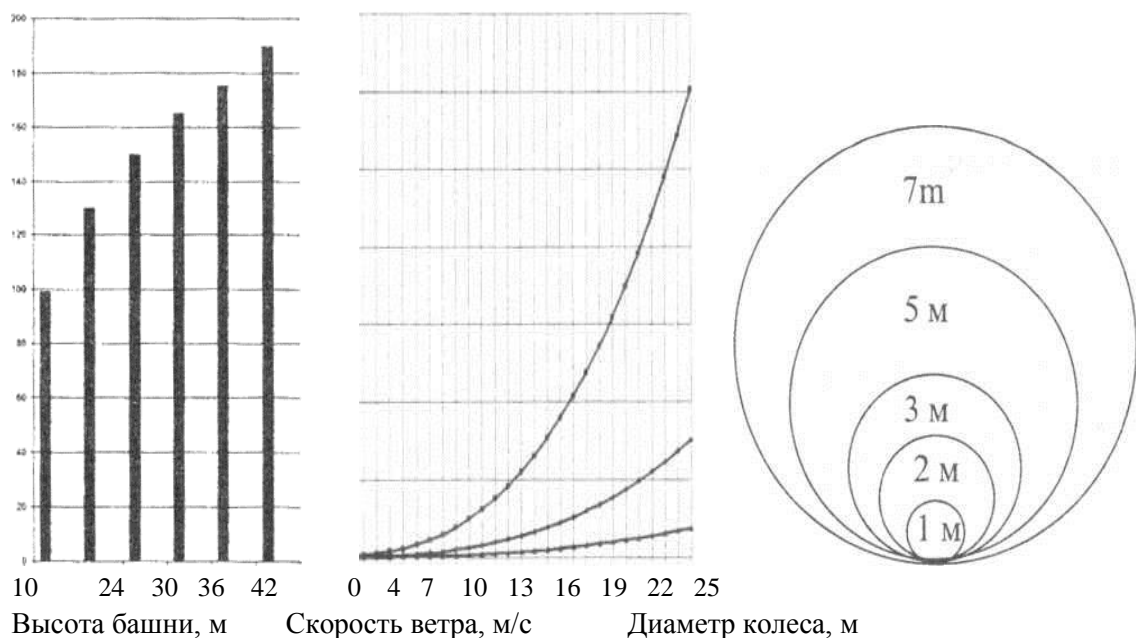


Рисунок 3.4 – Влияние параметров турбины на выработку

### 3.3. Классификация ветродвигателей

Существующие системы ветродвигателей по схеме устройства ветроколеса и его положению в потоке ветра разделяются на три класса.

*Первый класс* включает ветродвигатели, у которых ветровое колесо располагается в вертикальной плоскости, при этом плоскость вращения перпендикулярна направлению ветра, и, следовательно, ось ветроколеса параллельна потоку. Такие ветродвигатели называются крыльчатыми.

Отношение окружной скорости конца лопасти к скорости ветра: называется быстроходностью:

$$Z = \frac{w \cdot R}{V} \quad (3.1)$$

Крыльчатые ветродвигатели, согласно ГОСТ 2656-44, в зависимости от типа ветроколеса и быстроходности, разделяются на три группы:

- ветродвигатели многолопастные, тихоходные, с быстроходностью  $Z_n \leq 2$ .
- ветродвигатели малолопастные, тихоходные, в том числе ветряные мельницы, с быстроходностью  $Z_n > 2$ .
- ветродвигатели малолопастные, быстроходные,  $Z_n \geq 3$ .

Ко *второму классу* относятся системы ветродвигателей с вертикальной осью вращения ветрового колеса. По конструктивной схеме они разбиваются на группы:

- карусельные, у которых нерабочие лопасти либо прикрываются ширмой, либо располагаются ребром против ветра;
- роторные ветродвигатели системы Савониуса.

К *третьему классу* относятся ветродвигатели, работающие по принципу водяного мельничного колеса и называемые барабанными. У этих ветродвигателей ось вращения горизонтальна и перпендикулярна направлению ветра.

На рис. 3.5 представлены принципиальные конструкции основных типов роторов и ветротурбин.

Основные недостатки карусельных и барабанных ветродвигателей вытекают из самого принципа расположения рабочих поверхностей ветроколеса в потоке ветра, а именно:

1. Так как рабочие лопасти колеса перемещаются в направлении воздушного потока, ветровая нагрузка действует не одновременно на все лопасти, а поочерёдно. В результате каждая лопасть испытывает прерывную нагрузку, коэффициент использования энергии ветра получается весьма низким и не превышает 10 %, что установлено экспериментальными исследованиями.

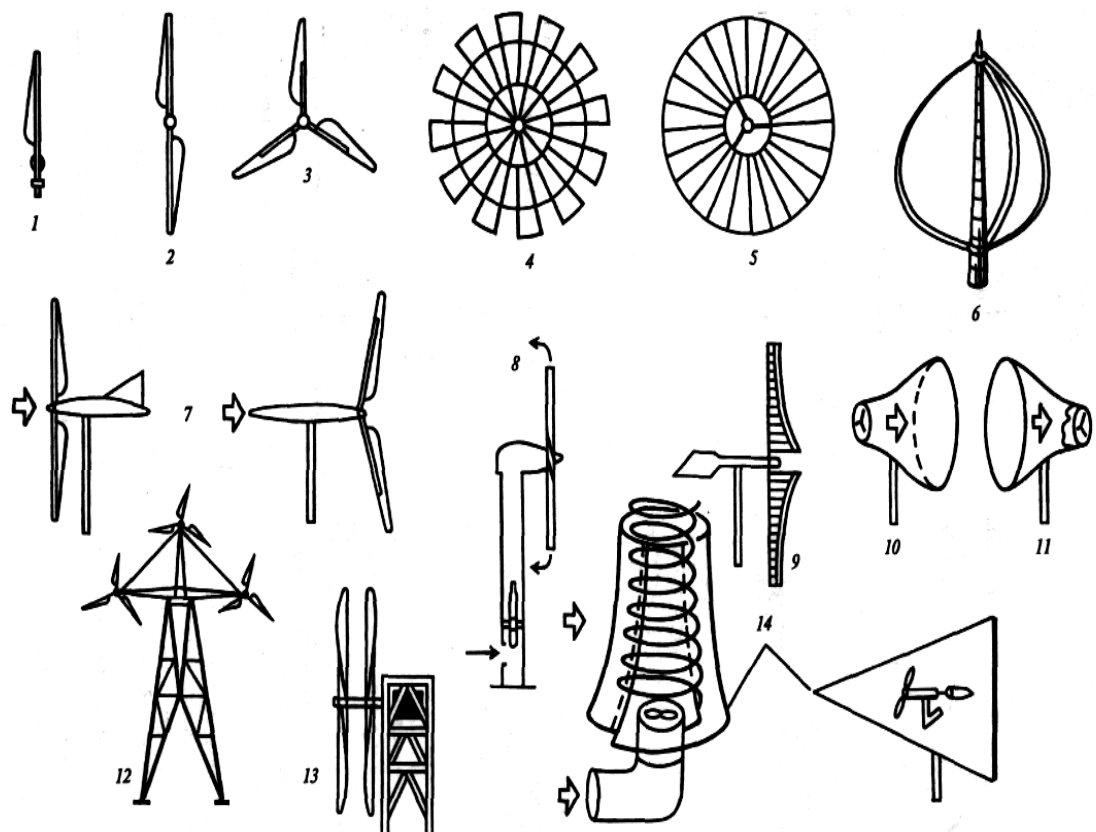


Рисунок 3.5 Принципиальные конструкции основных типов роторов и ветровых турбин:

1-однолопастный ротор; 2- двухлопастный ротор; 3-трехлопастный ротор; 4- многолопастный ротор; 5 - ротор типа «велосипедное колесо»; 6- ротор Дарье; 7- турбины с горизонтальной осью вращения; 8-турбина с пневмопередачей мощности; 9- турбина парусного типа; 10 -турбина с диффузором; 11- турбина с концентратором; 12- турбина многороторная; 13- турбина двухроторная; 14 - турбины вихревые.

2. Движение поверхностей ветроколеса в направлении ветра не позволяет развить большие обороты, так как поверхности не могут двигаться быстрее ветра.

3. Размеры используемой части воздушного потока (ометаемая поверхность) малы по сравнению с размерами самого колеса, что значительно увеличивает его вес, отнесенный к единице установленной мощности ветродвигателя.

Крыльчатые ветродвигатели свободны от перечисленных выше недостатков карусельных и барабанных ветродвигателей. Хорошие аэродинамические качества крыльчатых ветродвигателей, конструктивная возможность изготавливать их на большую мощность, относительно лёгкий вес на единицу мощности — основные преимущества ветродвигателей этого класса.

### 3.4. Теория расчета мощности

*Работа поверхности колеса при действии на нее силы ветра.*

Скорость ветра является важнейшей характеристикой технических свойств ветра. Поток ветра с поперечным сечением  $F$  обладает кинетической энергией, определяемой выражением:

$$F = \frac{m \cdot V^2}{2} \quad (3.2)$$

Масса воздуха, протекающая через поперечное сечение  $F$  со скоростью  $V$ , равна:

$$m = \rho \cdot F \cdot V \quad (3.3)$$

Подставив (3.2) в выражение кинетической энергии (3.3), получим:

$$\frac{m \cdot V^2}{2} = \frac{\rho \cdot F \cdot V^3}{2} \quad (3.4)$$

откуда следует, что энергия ветра изменяется пропорционально кубу его скорости.

Мощность  $T$  определяется произведением силы  $P$  на скорость  $V$ :

$$T = P \cdot V \quad (3.5)$$

Одну и ту же работу можно получить либо за счет большей силы, при малой скорости перемещения рабочей поверхности, либо наоборот, за счет малой силы, а следовательно, и малой поверхности, но при соответственно увеличенной скорости перемещения поверхности.

Допустим, мы имеем поверхность  $F$ , поставленную перпендикулярно к направлению ветра. Воздушный поток вследствие его торможения поверхностью получит подпор и будет обтекать ее производя давление силой  $P_x$ . Вследствие действия этой силы поверхность будет перемещаться в направлении потока с некоторой скоростью  $U$  (рис. 3.6); работа при этом будет равна произведению силы на скорость  $U$ , с которой перемещается поверхность  $F$ , т. е.:

$$T = P_x \cdot U, \quad (3.6)$$

где  $P_x$ —сила сопротивления:

$$P_x = C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} \cdot (V - U)^2, \quad (3.7)$$

где  $C_x$  — аэродинамический коэффициент лобового сопротивления;  
 $F$  — поверхность миделевого сечения тела, т. е. проекции площади тела на плоскость, перпендикулярную направлению воздушного потока.

В этом случае ветер набегает на поверхность с относительной скоростью, равной

$$W = V - U \quad (3.8)$$

Подставив значение  $P_x$  из уравнения (3.7) в уравнение (3.6), получим:

$$T = C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} \cdot (V - U)^2 \cdot U \quad (3.9)$$

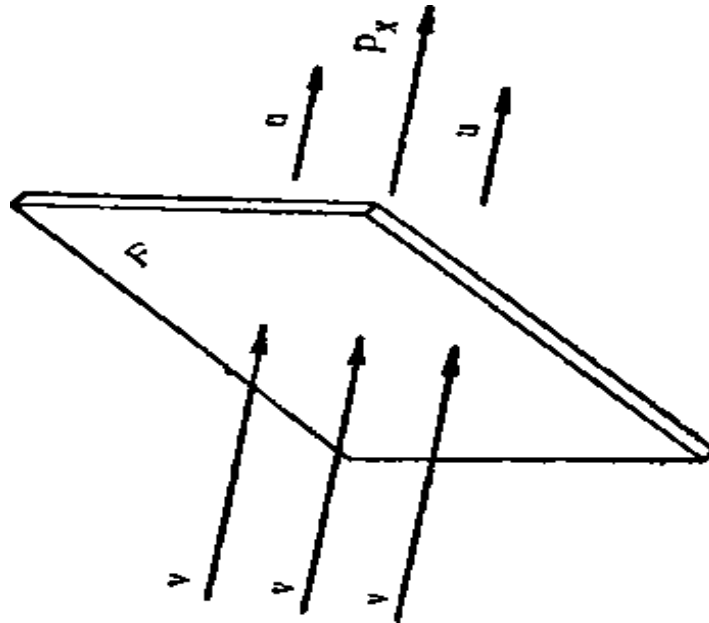


Рисунок 3.6 – Действие силы ветра на поверхность

Определим отношение работы, развиваемой движущейся поверхностью и выраженной уравнением (3.9), к энергии ветрового потока, имеющего поперечное сечение, равное этой поверхности, а именно:

$$\xi = \frac{C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} \cdot (V - U)^2 \cdot U}{F \cdot \frac{\rho \cdot V^3}{2}} = C_x \cdot (V - U)^2 \cdot \frac{U}{V^3} \quad (3.10)$$

После преобразований получим:

$$\xi = C_x \cdot \left(1 - \frac{U}{V}\right)^2 \cdot \frac{U}{V} \quad (3.11)$$

Величину  $\xi$  называют *коэффициентом использования энергии ветра*.

Из уравнения (3.11) мы видим, что  $\xi$  зависит от скорости перемещения поверхности в направлении ветра. При некотором значении скорости  $U$  коэффициент  $\xi$  получает максимальное значение. В самом деле, если скорость перемещения поверхности равна нулю  $U = 0$ , то работа ветра также равна нулю. Если  $U = V$ , т.е. поверхность перемещается со скоростью ветра, работа также будет равна нулю, так как нет силы сопротивления, за счёт

которой совершается работа. Отсюда следует, что значение скорости  $U$  заключено в пределах между  $U = 0$  и  $U = V$ .

Установлено, чтобы получить максимальное  $\xi$ , поверхность должна перемещаться со скоростью:

$$U = \frac{1}{3} \cdot V \quad (3.12)$$

Максимальный коэффициент использования энергии ветра при работе поверхности силой сопротивления не может быть больше  $\xi = 0,192$ .

Наибольший коэффициент использования энергии ветра у роторных ветродвигателей системы Савониуса – 18 %.

Несколько иной вид имеет выражение для определения мощности, где коэффициент зависимости мощности  $C_p$ , определенный из теоремы Беца, дает теоретическое значение 0,592. Однако реально на практике это значение не превышает 0,3, хотя в идеальном случае составляет 0,7  $C_p$  теоретического.

Тогда выражение мощности примет вид:

$$P = 0.5 \cdot C_p \cdot \rho \cdot F \cdot V^3 \quad (3.13)$$

Ветровые установки используют только часть кривой энергии ветра.

На рис. 3.7 показана упрощенная характеристика кривой мощности для реальной турбины:

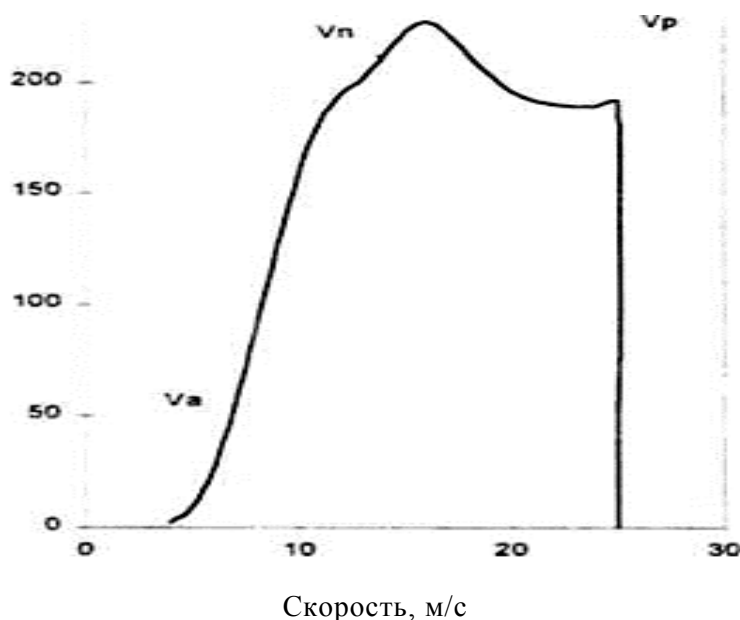


Рисунок 3.7 Кривая мощности турбины:

$V_p$  - скорость быстрого действия, и она установлена как максимальная скорость,  $V_a$  - начальная скорость турбины, при которой машина в состоянии генерировать электричество (также известна под названием cut-in-speed),  $V_n$  - номинальная скорость, при которой считается, что турбина нормально работает (известна под названием номинальная скорость) при которой турбина безопасно работает.

Итак, на этом примере мы видим, что выработка мощности турбины относительно постоянна при скорости ветра выше, чем  $V_p$ , несмотря на дополнительную энергию, которой обладает ветер, так как скорость переходит от  $V_p$  к  $V_r$ . Таким образом, коэффициент работы ветровой установки заметно падает при скорости выше, чем  $V_p$ .

Зная характеристики ветра на местности и характеристики турбины, можно подсчитать генерируемый энергетический потенциал.

### **3.5. Работа ветрового колеса крыльчатого ветродвигателя**

Крыльчатые ветроколеса работают за счет косого удара при движении лопастей перпендикулярно к направлению скорости ветра, в противоположность к прямому удару, рассмотренному в предыдущем случае. Устройство такого колеса показано на рис. 3.8.

На горизонтальном валу закреплены крылья, число которых у современных ветродвигателей бывает от двух и более. Крыло ветроколеса состоит из маха и лопасти, закрепляемой на махе так, что она образует с плоскостью вращения некоторый угол  $\varphi$ . Этот угол называют *углом заклинения лопасти* (рис. 3.8). При этом на ее элементы набегает воздушный поток с относительной скоростью  $W$  под углом  $\alpha$ , который называют *углом атаки*, и действует с силой  $R$ . Углы  $\varphi$  и  $\alpha$  в значительной мере определяют эффективность крыльев. Силу  $R$  раскладывают на силы  $P_x$  и  $P_y$  (рис. 3.9,а). Силы  $P_x$  производят давление в направлении ветра, которое называется *лобовым давлением*. Силы  $P_y$  действуют в плоскости  $y$  – вращения ветроколеса и создают крутящий момент.

Максимальные силы, приводящие колесо во вращение, получаются при некотором значении угла атаки  $\alpha$ , т. е. угла наклона относительного потока к поверхности лопасти. Ввиду того что окружная скорость по длине крыла неодинакова, а возрастает по мере удаления его элементов от оси вращения ветроколеса, относительная скорость  $W$  набегания потока на лопасть также возрастает.



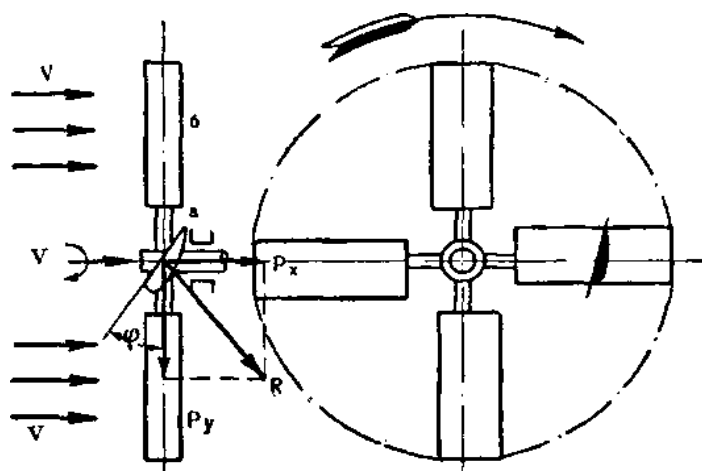


Рисунок 3.8 – Конструктивная схема крыльчатого ветроколеса

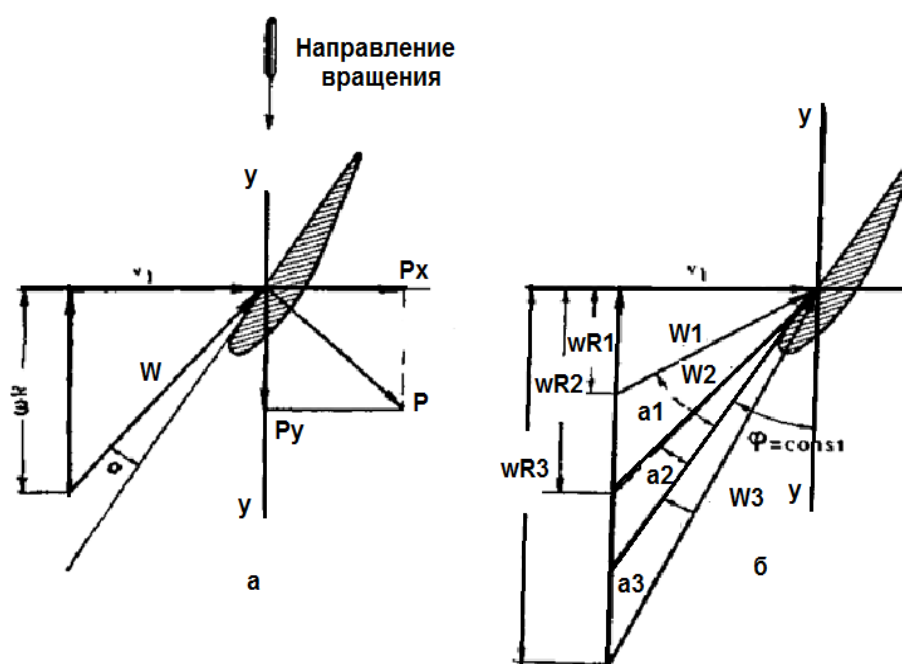


Рисунок 3.9 - Схема действия сил воздушного потока:  
а – на элемент лопасти, б – графическое изображение относительного потока, набегающего на элементы лопасти, расположенные на разных радиусах ветроколеса

Вместе с этим убывает угол атаки  $\alpha$ , и при некоторой окружной скорости  $wR$ , где  $w$  – угловая скорость, этот угол станет отрицательным (рис. 5.9 б). Следовательно, не все элементы крыла будут иметь максимальную подъемную силу.

Если мы будем уменьшать угол  $\phi$  каждого элемента лопасти по мере удаления его от оси вращения так, чтобы самый выгодный угол атаки  $\alpha$  примерно сохранялся постоянным, то мы получим условие, при котором приблизительно все элементы лопасти будут работать со своей максимальной подъемной силой. Лопасть с переменным углом заклинения получит форму винтовой поверхности.

Правильные углы заклинения лопасти при хорошем аэродинамическом качестве профиля, а также ширине, соответствующей заданной быстроходности, обеспечивают высокий коэффициент использования энергии ветра. У хорошо выполненных моделей он достигает 46 %.

В большинстве современных ветровых турбин с помощью специальных устройств (центробежных, гидравлических и других) можно обеспечивать возможность поворота всей лопасти или отдельной ее части, изменяя за счет этого углы атаки и регулирование мощности на валу по заданному закону. При скорости ветра меньше номинальной лопасть разворачивают таким образом, чтобы угол атаки был оптимальным и коэффициент использования ветра максимальным. При скорости ветра больше номинальной разворотом лопасти добиваются уменьшения коэффициента использования энергии ветра до значения, при котором мощность на валу соответствует номинальной. На рис. 3.10 на примере ветровой турбины номинальной мощностью 2 МВт показана зависимость мощности и коэффициента мощности (коэффициента использования энергии ветра) от скорости ветра.

Угол атаки  $\gamma$ , определяющий коэффициент мощности  $\zeta_p$ , зависит от скорости ветра  $W$  и частоты вращения ротора  $\omega$ . В силу этого и коэффициент мощности удобно выражать с помощью параметра, учитывающего  $W$  и  $\omega$ . Таким параметром является коэффициент быстроходности.

Ветровые турбины различных типов имеют существенно отличающиеся зависимости коэффициента использования энергии ветра от коэффициента быстроходности (рис.3.10).

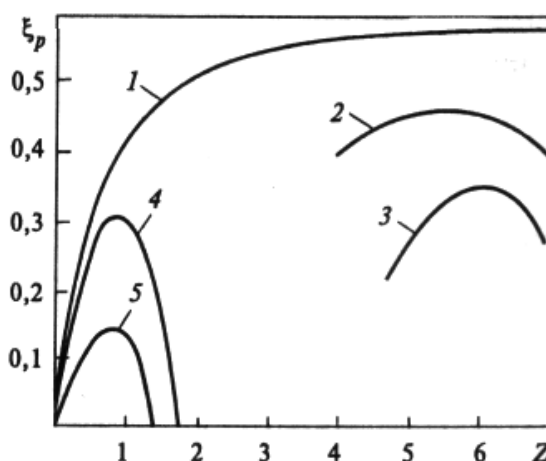


Рисунок 3.10 - Кривые зависимости коэффициента использования энергии ветра от коэффициента быстроходности:

1 — идеальный ротор пропеллерного типа; 2 — двухлопастный скоростной ротор; 3 — ротор Дарье; 4 — ротор Савониуса; 5 — многолопастный ротор

Недостатками ВЭУ являются: – непостоянство вырабатываемой электроэнергии, что создает определенные проблемы при их работе на сеть; – необходимость использования аккумуляторов при работе в автономном режиме;

– более высокая, чем на традиционных электростанциях, стоимость 1 кВт установленной удельной мощности и меньшее число часов ее использования.

Однако эти недостатки перекрываются такими качествами ВЭУ как отсутствие топливной составляющей, неисчерпаемость первичного источника энергии, низкая стоимость вырабатываемой электроэнергии, возможность полной автоматизации, исключающей необходимость в обслуживающем персонале, возможность энергообеспечения автономных объектов, удаленных от электросетей, модульное исполнение, позволяющее наращивать установленную мощность по мере необходимости.

Пример компоновки основных узлов ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения показан на рис. 3.11.

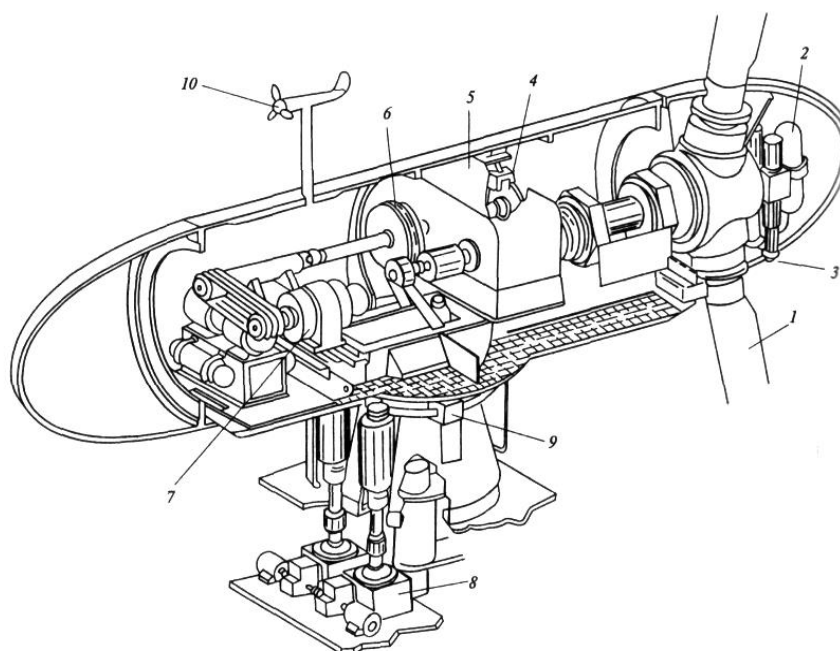


Рисунок 3.11. Основные узлы ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения:

1 - лопасть; 2 - система разворота лопасти; 3- втулка; 4- дисковый тормоз; 5- мультипликатор; 6- гидромуфта; 7 - генератор; 8 - механизм системы поворота; 9 - тормоз системы поворота; 10- датчик системы поворота

## Контрольные вопросы

1. Энергетический потенциал ветра.

2. Проблемы ветроэнергетики, преимущества и недостатки.
3. Влияние внешних и конструктивных факторов на работу ВЭС.
4. Классификация ветродвигателей.
5. Расчет мощности ветроколеса.
6. Теория работы ветроколеса.
7. Основные узлы ветроустановки.

### **Литература**

1. Фатеев Е.М. Ветродвигатели и ветроустановки./Е.М.Фатеев – М. : ОГИЗ-Сельхозгиз, 1948.-544 с.
2. Шефтер Я.И. Ветронасосные и ветроэлектрические агрегаты./ Шефтер Я.И., Рождественский И.В. – М. : Колос, 1967. – 376с.
3. Яковлев А.И. Расчет и проектирование ветроэлектрических установок с горизонтально-осевой ветротурбиной и синхронным генератором на постоянных магнитах : учеб. пособ. по курсовому проектированию/ А.И.Яковлев, М.А.Затучная, В.Н.Меркушев, В.Н.Пашков. – Х. : ХАИ, 2003. –125 с.
4. Ветроэнергетика. / Пер. с англ. Под.ред.Де Рензо: – М. Энергоиздат, 1982.
5. Датская Энергетическая Программа. Ветроэнергетический рынок Украины \\\ Заключительный отчет.-1999. – 40с.
6. Комплексна програма будівництва вітрових електростанцій. К., 1996.

## **Глава 4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

Под *геотермикой* (от греческих слов «гео» – земля и «термо» – тепло) понимается наука, изучающая тепловое состояние земной коры и Земли в целом, его зависимость от геологического строения, состава горных пород, магматических процессов и целого ряда других факторов.

Критерием теплового состояния земного шара является поверхностный градиент температуры, позволяющий судить о потерях тепла Земли. Экстраполируя градиент на большие глубины, можно в какой-то степени оценить температурное состояние земной коры. *Величина, соответствующая углублению в метрах, при котором температура повышается на 1 °C, называется геотермической ступенью.*

В связи с изменением интенсивности солнечного излучения, тепловой режим первых 1,5 – 40 м земной коры характеризуется суточными и

годовыми колебаниями. Далее имеют место многолетние и вековые колебания температуры, которые с глубиной постепенно затухают. На любой глубине температура горных пород приближенно может быть определена по формуле

$$T = t_g + \frac{(H + h)}{\sigma},$$

где:  $t_g$  – средняя температура воздуха данной местности;  $H$  – глубина, для которой определяется температура;  $h$  – глубина слоя постоянных годовых температур;  $\sigma$  – геотермическая ступень.

Средняя величина геотермической ступени равна 33 м, и с углублением от зоны постоянной температуры на каждые 33 м температура повышается на 1 °С.

Геотермические условия чрезвычайно разнообразны. Это связано с геологическим строением того или иного района Земли.

Известны случаи, когда увеличение температуры на 1 °С происходит при углублении на 2 – 3 м. Эти аномалии обычно находятся в областях современного вулканизма. На глубине 400 – 600 м в некоторых районах, например Камчатки, температура доходит до 150 – 200 °С и более.

В настоящее время получены данные о довольно глубоком промерзании верхней зоны земной коры. Геотермические наблюдения в зоне вечной мерзлоты позволили установить, что мощность мерзлых горных пород достигает 1,5 тыс. м. Так, в районе реки Мархи (приток Виллюя) на глубине 1,8 тыс. м температура составляет всего лишь 3,6 °С. Здесь геотермическая ступень составляет 500 м на 1 °С.

На отдельных платформенных частях территории (на Русской платформе) температура на глубине примерно следующая: 500 м – не выше 20 °С, 1 тыс. м – 25–35°С; 2 тыс. м – 40–60°С; 3–4 тыс. м – до 100°С и более.

#### **4.1. Термальные воды**

В земной коре существует подвижный и чрезвычайно теплоемкий энергоноситель – вода, играющая важную роль в тепловом балансе верхних геосфер. Вода насыщает все породы осадочного слоя. Она содержится в породах гранитной и осадочной оболочек, а вероятно, и в верхних частях мантии.

Жидкая вода существует только до глубин 10 – 15 км, ниже, при температуре около 700 °С, вода находится исключительно в газообразном

состоянии. На глубине 50 – 60 км при давлениях около  $3 \cdot 10^4$  атм. водяной газ приобретает такую же плотность, что и жидкая вода.

В любой точке земной поверхности, на определенной глубине, зависящей от геотермических особенностей района, залегают пласты горных пород, содержащие термальные воды (гидротермы). В связи с этим в земной коре следует выделять еще одну зону, условно называемую «гидротермальной оболочкой». Она прослеживается повсеместно по всему земному шару, но только на разной глубине. В районах современного вулканизма гидротермальная оболочка иногда выходит на поверхность. Здесь можно обнаружить не только горячие источники, кипящие грифоны и гейзеры, но и парогазовые струи с температурой 180 – 200 °С и выше.

Температура подземных вод колеблется в широких пределах, обуславливая их состояние, влияя на состав и свойства. В соответствии с температурой теплоносителя все геотермальные источники подразделяют на эпитеермальные, мезотермальные и гипотермальные.

К *эпитеермальным* источникам обычно относят источники горячей воды с температурой 50 – 90 °С, расположенные в верхних слоях осадочных пород, куда проникают почвенные воды.

К *мезотермальным* источникам относят источники с температурой воды 100 – 200 °С.

В *гипотермальных* источниках температура в верхних слоях превышает 200 °С и практически не зависит от почвенных вод.

Происхождение термальных вод может быть связано с деятельностью тепловых очагов, но чаще всего вода, тем или иным способом попадая в пласт породы, совершает долгий путь, пока не приходит в контакт с тепловым потоком или постепенно разогревается, отбирая тепло у пород.

Жидкая фаза воды и тепло могут происходить из одного источника лишь в том случае, если таковым является остывающий магматический расплав. Перегретая вода в виде паровых струй выделяется из расплава вместе с газами и легколетучими компонентами, устремляясь в верхние, более холодные горизонты.

Уже при температурах 425 – 375 °С пар может конденсироваться в жидкую воду; в ней растворяется большинство летучих компонентов – так появляется гидротермальный раствор «*ювенильного*» (первозданного) типа. Под термином «*ювенильные*» геологи подразумевают воды, которые никогда прежде не участвовали в водообороте; такие гидротермы в прямом смысле слова являются первичными, новообразованными. Полагают, что подобным образом сформировалась вся поверхностная гидросфера морей и океанов в

эпоху молодой магматической активности планеты, когда только-только зарождались твердые консолидированные «острова» материковых платформ.

Прямой противоположностью «ювенильных» вод являются воды *инфильтрационного* происхождения. Если «ювенильные» воды, отделяясь от магматического расплава, поднимаются к поверхности, то преобладающее движение инфильтрационных вод – от поверхности вглубь. Источник вод этого типа представляет собой атмосферные осадки или вообще поверхностные водотоки. По поровому пространству пород или трещинным зонам эти воды проникают (инфильтруются) в более глубокие горизонты. По пути движения они насыщаются различными солями, растворяют подземные газы, нагреваются, отбирая тепло у водопроводящих пород.

В зависимости от глубины проникновения инфильтрационных вод они становятся более или менее нагретыми. При средних геотермических условиях для того, чтобы инфильтрационные воды стали термальными (т.е. с температурой более 37 °С), необходимо их погружение на глубину 800 – 1000 м.

Инфильтрационные гидротермы способны изливаться на поверхность в виде горячих источников, если существует возможность разгрузки воды на поверхность по разломам, выклиниваниям слоев, что происходит в более низких, относительно области питания, участках. Причем, чтобы вода оставалась термальной, подъем ее к поверхности должен происходить очень быстро, например, по широким трещинам разломов. При медленном подъеме гидротермы остывают, отдавая аккумулированное тепло породам. Однако, если пробурить скважину на глубину 3 – 4 тыс. м и обеспечить быстрый подъем воды, можно получить термальный раствор с температурой до 100 °С.

Все это касается областей со средними геотермическими показателями и не относится к вулканическим районам или зонам недавнего горнообразования.

*Вулканический* тип термальных вод следует выделить особо. Как уже отмечалось, горячие источники вулканических районов нельзя целиком считать «ювенильными», т. е. магматическими. Результаты исследований показывают, что в подавляющем случае вода вулканических терм имеет поверхностное инфильтрационное происхождение. Помимо гейзеров, вулканический тип гидротерм включает грязевые грифоны и котлы, паровые струи и газовые фумаролы.

Все перечисленные типы термальных вод имеют разнообразнейший химический и газовый состав. Их общая минерализация колеблется от ультрапресных категорий (менее 0,1 г/л) до категорий сверхкрепких рассолов

(более 600 г/л). Гидротермы содержат в растворенном состоянии различные газы: активные (агрессивные), такие, как углекислота, сероводород, атомарный водород, и малоактивные: азот, метан, водород.

В геотермальной энергетике могут быть использованы практически все виды термальных вод: перегретые воды – при добыче электроэнергии; пресные термальные воды – в коммунальном теплообеспечении; солоноватые воды – в бальнеологических целях; рассолы – как промышленное сырье.

#### **4.2. Запасы и распространение термальных вод**

К областям распространения месторождений термальных вод относятся: вулканическое кольцо бассейна Тихого океана, Альпийский складчатый пояс, рифтовые долины континентов, срединно-океанические хребты, платформенные погружения и предгорные краевые прогибы (рис. 4.1).

По своему происхождению месторождения термальных вод можно подразделить на два типа, различающиеся способом переноса тепловой энергии.

Первый тип образуют геотермальные системы *конвекционного* происхождения, отличающиеся высокой температурой вод, разгружающихся на дневную поверхность. Это районы расположения современных или недавно потухших вулканов, где на поверхность выходят не только горячие воды, но и пароводяная смесь с температурой до 200 °С и более. На сегодняшний день все геотермальные электростанции работают в районах современного вулканизма.

К месторождениям конвекционного типа относятся также гидротермальные проявления так называемых рифтовых зон, характеризующихся активным тектоническим режимом и умеренно повышенными геотермическими градиентами – 45 – 70 °С/км. Рифтовые зоны и связанные с ними термоаномалии, как правило простираются на огромные расстояния. Например, Северо-Мексиканский бассейн термальных вод протянулся на 1,5 тыс. км от северо-восточной части Мексики до Флориды. Одна из скважин здесь с глубины 5859 м дает пароводяную смесь с температурой 273 °С, причем этот флюид выходит при высоком давлении.

Второй тип геотермальных месторождений образуется при преобладающем *кондуктивном* прогреве подземных вод, сосредоточенных в глубоких платформенных впадинах и предгорных прогибах. Они располагаются в невулканических районах и характеризуются нормальным геотермическим градиентом – 30 – 33 °С/км.



Бурением на нефть и газ, а частично и на воду обнаружены сотни подземных артезианских бассейнов термальных вод, занимающих площади в несколько миллионов квадратных километров. Как правило, артезианские бассейны, расположенные в равнинных областях и предгорных прогибах, содержат воду с температурой 100 – 150 °С на глубине 3 – 4 км.

Можно сказать, что любой отмеченный на карте предгорный прогиб, который был сформирован в эпоху альпийского горообразования, содержит бассейн термальных вод. Таковы артезианские бассейны предгорных прогибов: Пиренеев, Альп, Карпат, Крыма, Кавказа, Копет-Дага, Тянь-Шаня, Памира, Гималаев. Термальные воды этих бассейнов демонстрируют уникальное многообразие химических типов вод, от пресных (питьевых) до рассольных, употребляющихся как минеральное сырье для извлечения ценных элементов. Больше половины всех известных минеральных (лечебных) вод выходят в виде источников или выводятся скважинами в пределах альпийских предгорных и межгорных прогибов.

Районы выхода на поверхность кристаллического фундамента (Балтийский, Украинский, Анабарский щиты) и приподнятые горные массивы (Урал, Кавказ, Карпаты и т. д.) совершенно не имеют запасов термальных вод. На участках погружения фундамента, т. е. при увеличении толщины осадочного чехла, в недрах наблюдается некоторое «потепление» до 35 – 40 °С на платформах и до 100 – 120 °С в глубоких предгорных впадинах.

К числу районов, имеющих максимально «теплые» земные недра, несомненно относится Курило-Камчатская вулканическая зона. Здесь нагретость пород и содержащихся в них вод зависит не только от глубины их залегания, но в большей степени от близости к вулканическим центрам и разломам в земной коре.

#### **4.3 Потенциал геотермальной энергии в Украине**

В течение последних 5 – 10 лет в Украине ограниченными средствами велись работы по изучению геотермических условий недр и оценке геотермальных ресурсов как для всей территории, так и для отдельных ее регионов, площадей и месторождений. По результатам этих работ построены геотермические карты, оценены ресурсы термальных вод и геотермальной энергии, содержащейся в «сухих» горных породах.

Районами возможного использования геотермальной энергии в Украине являются Закарпатье, Крым, Предкарпатье, Полтавская, Харьковская, Донецкая, Луганская, Херсонская, Запорожская области и некоторые другие.

Обобщение и анализ мирового опыта использования геотермальной энергии показывает, что по масштабам использования теплоты недр Украина существенно отстает от многих зарубежных стран. Одной из основных причин является отсутствие достаточно экономичных и эффективных технологий извлечения и использования низкотемпературных теплоносителей.

Украина располагает значительными ресурсами геотермальной энергии, потенциальные запасы которой оцениваются величиной эквивалентной запасам топлива  $3,4 \cdot 10^{11}$  т у. т. Потенциальная мощность ГеоТЭС с учетом извлекаемости запасов и КПД преобразования геотермальной энергии составляет 230 ГВт.

Техническая возможность на современном этапе развития научных достижений, позволяет достичь в ближайшие 15 лет до 10–15 % использования этого потенциала и получить до 15 млрд МВт·ч дополнительной тепловой энергии для целей теплоснабжения в северных и северо-западных районах Крыма.

Наибольший потенциал геотермальной энергетики выявлен в районах Тарханкутского и Керченского полуостровов.

Современное развитие геотермальной энергетики предполагает экономическую целесообразность использования следующих видов подземных геотермальных вод:

- температурой более 140 °С и глубиной залегания до 5 км для выработки электроэнергии;
- температурой около 100 °С для систем отопления зданий и сооружений;
- температурой около 60÷70 °С для систем горячего водоснабжения.

Основные перспективные направления использования геотермальной энергии в Украине и технические решения по их реализации определены и разработаны институтом технической теплофизики Национальной Академии наук (НАН) Украины. В настоящее время доведены до опытно-промышленной и промышленной стадии внедрения следующие технологии и установки по использованию геотермальной энергии:

- системы геотермального теплоснабжения населенных пунктов, промышленных, сельскохозяйственных, социальных, коммунально-бытовых и др. объектов;
- геотермальные электростанции;
- системы тепло- и хладоснабжения с подземными аккумуляторами теплоты;

- геотермальные сушильные установки для сушки различной сельхозпродукции, лекарственных трав и др.;
- геотермальные холодильные установки;
- системы геотермального теплоснабжения теплиц.

На рис. 4.1 представлены перспективные геотермальные зоны Украины, а в табл.4.1 потенциал по областям



Рисунок 4.1 – Геотермальные зоны в Украине

Таблица 4.1 – Запасы термального теплоносителя по областям Украины

Области	Количество теплоносителя, который может быть добыт, тыс м <sup>3</sup> /сутки	Тепловой потенциал вод, МВт	Годовая экономия, тыс т у.т.
Закарпатская	239,4	490	510
Николаевская	1620	2820	1900
Одесская	1350	2350	1600
Полтавская	5,9	9,2	9,9
Сумская	4,2	15,8	17
Харьковская	0,4	1,3	1,4
Херсонская	2430	4230	2900
Черниговская	37,2	58,3	62,7
другие обл.	0	0	0
АР Крым	21600	37600	25600

#### 4.4. Использование геотермальной энергии для выработки электрической энергии

**Геотермальная электростанция с непосредственным использованием природного пара** – самая простая и доступная геотермальная энергоустановка, представляющая собой паротурбинную установку с противодавлением.

Природный пар из скважины подается прямо в турбину с последующим выходом в атмосферу или в устройство, улавливающее ценные химические вещества. В турбину с противодавлением можно подавать вторичный пар или пар, получаемый из сепаратора. По этой схеме электростанция работает без конденсаторов, и отпадает необходимость в компрессоре для удаления из конденсаторов неконденсирующихся газов. Эта установка наиболее простая, капитальные и эксплуатационные затраты на нее минимальны. Она занимает небольшую площадь, почти не требует вспомогательного оборудования и ее легко приспособить как переносную геотермальную электростанцию (рис. 4.2).

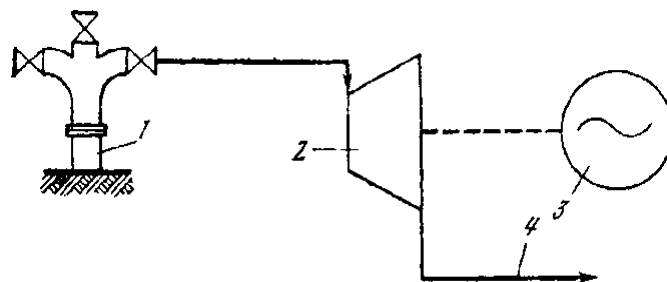


Рисунок 4.2 – Схема геотермальной электростанции с непосредственным использованием природного пара:

1 – скважина; 2 – турбина; 3 – генератор; 4 – выход в атмосферу или на химзавод.

Турбогенераторные установки с противодавлением не препятствуют промышленному использованию химических веществ, содержащихся в природном теплоносителе. Эта схема может стать самой выгодной для тех районов, где имеются достаточные запасы природного пара. Рациональная эксплуатация обеспечивает возможность эффективной работы такой установки даже при переменном дебите скважин.

Несколько таких станций работает в Италии. Одна из них – мощностью 4 тыс. кВт при удельном расходе пара около 20 кг/с, или 80 т пара в час; другая – мощностью 16 тыс. кВт, где установлено четыре

турбогенератора мощностью по 4 тыс. кВт, последняя, снабжается паром от 7–8 скважин.

**Геотермальная электростанция с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара** – это наиболее современная схема для получения электрической энергии.

Пар из скважины подается в турбину. Отработанный в турбине, он попадает в смешивающий конденсатор. Смесь охлаждающей воды и конденсата уже отработанного в турбине пара выпускается из конденсатора в подземный бак, откуда забирается циркуляционными насосами и направляется для охлаждения в градирню. Из градирни охлаждающая вода опять попадает в конденсатор (рис. 4.3).

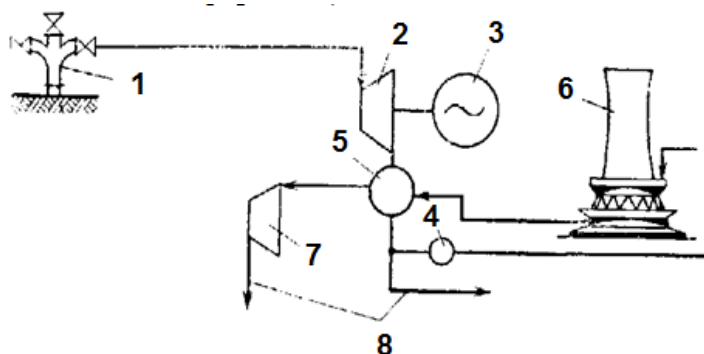


Рисунок 4.3 – Схема геотермальной электростанции с конденсационной турбиной и прямым использованием природного пара:

1 – скважина; 2 – турбина; 3 – генератор; 4 – насос; 5 – конденсатор; 6 – градирня; 7 – компрессор; 8 – сброс.

По такой схеме работает геотермальная электростанция Лардерелло-3, использующая природный пар, самая крупная в Италии. Она была спроектирована в начале второй мировой войны, но вступила в строй только в послевоенные годы. На электростанции установлено четыре турбогенератора мощностью по 26 тыс. кВт и два турбогенератора по 9 тыс. кВт, (последние предназначены для покрытия собственных нагрузок).

Ни один из установленных здесь турбогенераторов в течение многих лет не переводился в резерв. Коэффициент использования установленной мощности составляет 98 %. Стабильная работа геотермальной электростанции Лардерелло-3 открыла путь к конструированию новых электростанций с использованием конденсационных турбин. По такой схеме с некоторыми изменениями работают многие геотермальные электростанции: Лардерелло-2 (Италия), Вайракей (Новая Зеландия) и др.

Благодаря техническим усовершенствованиям потребление пара на каждый киловатт мощности стало значительно меньше. Сейчас удельный расход пара на новой электростанции Лаго (Италия) составляет уже 8 кг/кВт.

### ***Геотермальные электростанции с бинарным циклом.***

Конденсационная турбина с паропреобразователем работает на вторичном паре. Эти станции наиболее выгодны там, где природный пар имеет высокую температуру и большое содержание газов. Схема электростанции следующая: природный пар из скважины поступает в паропреобразователь и свое тепло отдает вторичному теплоносителю, после чего чистый вторичный пар направляется в конденсационную турбину. Отработанный пар идет в конденсатор.

Неконденсирующиеся газы, содержащиеся в паре, отделяются в паропреобразователе и выбрасываются либо в атмосферу, либо идут на химические заводы. Недостатком этой схемы является снижение параметров пара перед турбиной. По сравнению с электростанциями, непосредственно использующими природный пар, удельный расход пара здесь меньше на 30 %. Геотермальная электростанция, работающая по схеме рис. 4.4 позволяет полностью использовать все химические вещества, содержащиеся в природном паре.

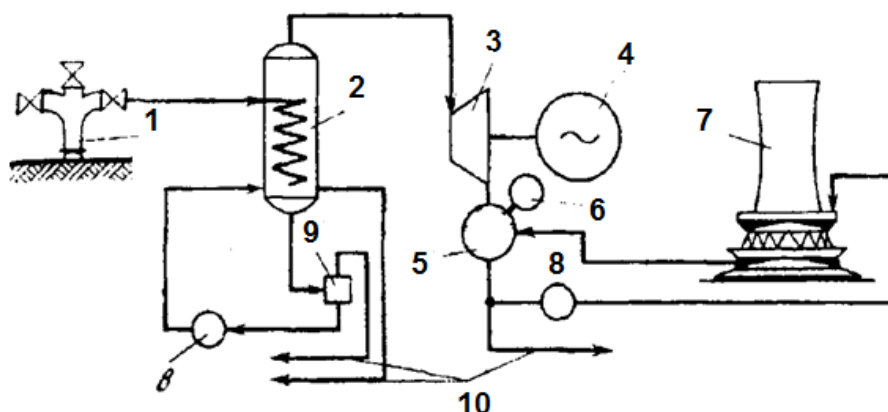


Рисунок 4.4 – Схема геотермальной электростанции с паропреобразователем:

1 – скважина; 2 – паропреобразователь; 3 – турбина; 4 – генератор; 5 – конденсатор; 6 – вакуумный насос; 7 – градирня; 8 – насос; 9 – дегазатор; 10 – сброс.

Опыт подтверждает, что стоимость строительства геотермальной электростанции с паропреобразователем немного больше стоимости электростанции с прямым использованием пара в конденсационной турбине. По схеме с паропреобразователем были построены электростанции Лардерелло-2 и Кастельнуово (Италия). На станции Лардерелло-2 установлено 7 турбин мощностью по 11 тыс. кВт. Удельный расход пара на этой электростанции — 14 кг/кВт.

Геотермальные электростанции с конденсационной турбиной, работающие на отсепарированном паре, строятся там, где из скважины

получают пар с большим содержанием воды. Пар или пароводяная смесь из скважины направляется в специальное устройство, расположенное на скважине. Под давлением в сепараторе происходит разделение пароводяной смеси на пар и воду. Отсепарированный пар по трубопроводу направляется в турбину и т. д. Конденсационные турбины, работающие на отсепарированном паре, нашли применение в строительстве геотермальных электростанций в России (Паужетское месторождение на Камчатке), Исландии (месторождение Хверагерди) и в других странах.

#### **4.5 Паужетская и Верхне-Мутновская ГеоТЭС**

*На Паужетской ГеоТЭС* мощностью 11 МВт используется в паровых турбинах только отсепарированный геотермальный пар из пароводяной смеси, получаемой из геотермальных скважин. Большое количество геотермальной воды (около 80 % общего расхода ПВС) с температурой 120 °С сбрасывается в нерестовую реку Озерная, что приводит не только к потерям теплового потенциала геотермального теплоносителя, но и существенно ухудшает экологическое состояние реки.

В 1957 г. началось бурение разведочных скважин. При бурении на термальные воды, особенно в зоне вулканических проявлений, применяли глинистый раствор и, непрерывно промывая, охлаждали ствол скважины, что предотвратило пароводяные выбросы. Всего была пробурена 21 скважина глубиной от 220 до 480 м. Каждая в среднем давала около 10 кг/с пароводяной смеси с теплосодержанием 170 ккал/кг. Одна из них с глубины 250 м вскрыла температуру 195 °С, другая – с глубины 375 м – 200° С.

По химическому составу Паужетские гидротермы принадлежат к типу хлоридных натриевых вод. Общая минерализация их составляет 1,0 – 3,4 г/л, температура на выходе из скважин 144 – 200 °С, давление на устье скважины 0,2 – 0,4 МПа, рН от 8,0 до 8,2. Термальные воды содержат повышенные количества кремневой кислоты (250 мг/л) и борной кислоты (150 мг/л). Пар насыщен также газами: углекислым – 500 мг/кг, сероводородом – 25 мг/кг, аммиаком – до 15 мг/кг и др.

По предварительным данным, Паужетское геотермальное месторождение даст возможность получать 30 – 50 тыс. кВт электрической мощности. Схема опытно-промышленной станции, предложенная институтом Теплоэлектропроект, представлена на рис. 4.5.

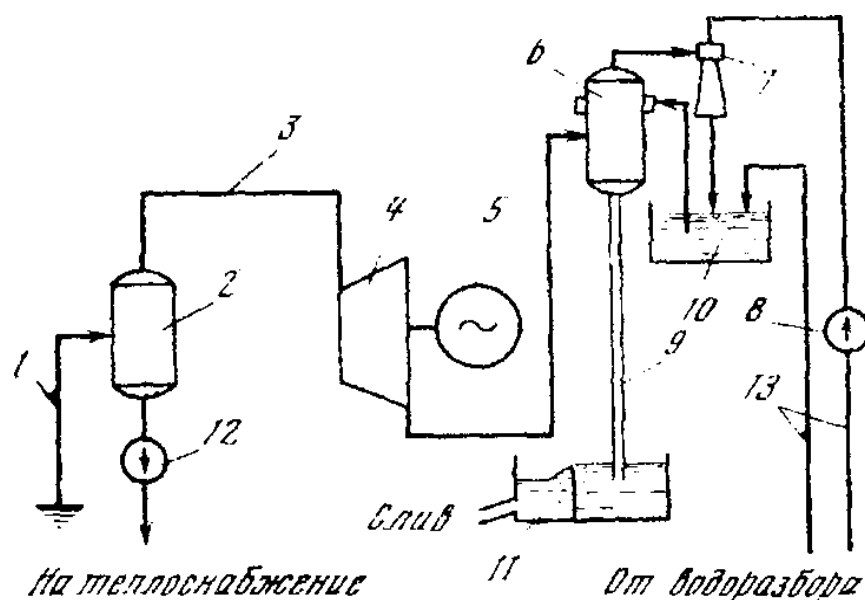


Рисунок 4.5 – Схема Паужетской опытно-промышленной геотермальной электростанции: 1 – скважина; 2 – сепаратор; 3 – паропровод; 4 – турбина; 5 – генератор; 6 – смешивающий конденсатор; 7 – водоструйный эжектор; 8 – эжекторный насос; 9 – барометрическая труба; 10 – бак охлаждающей воды; 11 – сливной колодец; 12 – насос горячей воды; 13 – трубопровод холодной воды.

Пароводяная смесь из скважины поступает в сепаратор (емкостью  $10 \text{ м}^3$ , с нагрузкой парового объема  $600 - 800 \text{ м}^3/\text{час}$ ), расположенный на скважине. Здесь при давлении  $0,15 \text{ МПа}$  происходит разделение пара и воды. Отсепарированный пар по паропроводу поступает к турбинам. Горячая вода с температурой  $100 - 110 \text{ }^\circ\text{C}$  сбрасывается в реку, и только небольшая часть ее идет по трубам для отопления и горячего водоснабжения жилых зданий поселка и электростанции. На станции установлены смешивающие конденсаторы. Поскольку конденсат отработавшего в турбинах пара здесь бесполезен, такие конденсаторы компактнее и требуют меньше охлаждающей воды. Для удаления газов из конденсаторов установлены водоструйные эжекторы с расходом воды  $800 - 900 \text{ м}^3/\text{час}$ . На ней установлены две турбины типа «МК-2,5» производства Калужского турбинного завода мощностью по  $2,5 \text{ тыс. кВт}$  каждая. Станция дает ток Озерновскому поселку, рыбокомбинату и близлежащим населенным пунктам.

*Верхне-Мутновская ГеоТЭС* мощностью  $12 \text{ МВт}$  ( $3 \times 4 \text{ МВт}$ ) является опытно-промышленной очередью Мутновской ГеоТЭС проектной мощностью  $200 \text{ МВт}$ , создаваемой для электроснабжения Петропавловск-Камчатского промышленного района.

На площадке имеются три эксплуатационные скважины, суммарный дебит пара превышает потребность трех устанавливаемых энергомодулей по



4 МВт с паровыми турбинами. Кроме того, эти энергомодули не полностью используют тепло отсепарированной термальной воды, закачиваемой в пласт с температурой 150 °С. В проекте последующих очередей Мутновской ГеоТЭС также не предусматривается использование тепла термальной воды, поэтому с применением только паровых турбин общая мощность ГеоТЭС на Мутновском месторождении не превысит 200 МВт.

Предполагается в течение ближайших лет разработать и испытать на Верхне-Мутновской ГеоТЭС пилотный двухконтурный аммиачный энергомодуль мощностью 6 МВт, работающий на избыточном паре из существующих скважин и тепле сбросной геотермальной воды, которая будет дополнительно охлаждаться до 100 °С.

Создание и испытания пилотного образца аммиачного энергомодуля позволит (наряду с наращиванием мощности Верхне-Мутновской станции до 18 МВт) на 40 – 50 % увеличить мощность Мутновской ГеоТЭС при тех же объемах бурения путем совместного применения паровых и аммиачных энергоустановок. При этом себестоимость электроэнергии снижается на 20 – 30 % за счет более эффективного использования геотермального тепла.

#### 4.6. Одноконтурные геотермальные энергоустановки

Принципиальная тепловая схема установки с *одноступенчатым расширением пара* и цикл ее работы в  $T-S$  координатах изображена на рис. 4.6.

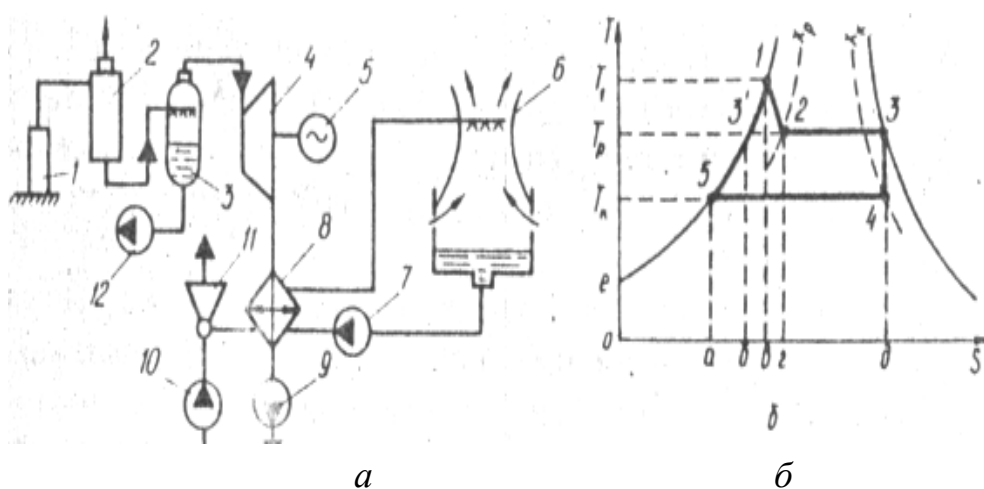


Рисунок 4.6 – Принципиальная тепловая схема (а) и цикл работы (б) геотермальной энергоустановки паротурбины с одноступенчатым расширением теплоносителя

При работе установки геотермальный теплоноситель, как правило, в виде недогретой воды при температуре  $T_1$  и давлении  $p_1$  из скважины 1 направляется в грязевик, в котором отделяются и оседают посторонние механические примеси. Пройдя дальше систему защиты от солеотложений, геотермальный теплоноситель поступает в дегазатор 2, состоящий из двух ступеней.

В его первой ступени поддерживается такое давление, при котором из геотермальной воды выделяются только газы, в том числе и углекислый, удаляемые из дегазатора через сбросной клапан в атмосферу. Поскольку нерастворенный углекислый газ на углекислотное равновесие не влияет, в первой ступени дегазатора выделения солей не наблюдается. После первой ступени дегазатора геотермальная вода направляется в его вторую ступень, где за счет снижения давления из воды выделяется растворенный углекислый газ и соли кальция.

Давление во второй ступени дегазатора поддерживается таким, чтоб из воды выделилась большая часть солей кальция. Выделившиеся соли вместе с водой направляются в осветлитель, где благодаря специально организованному движению потока они отделяются, оседают на дно и дальше удаляются из цикла системой шламоудаления. Осветленная вода поступает в парогенератор 3, где расширяется в изоэнтальпийном процессе 1 – 2 до давления  $p_p$  и температуре  $T_p$ . Вследствие этого часть ее превращается в пар, количество которого определяется по формуле:

$$G_{II} = G_p \cdot x_p ,$$

(4.1)

где  $G_p$  - общий расход геотермального теплоносителя;  $x_p$  - степень сухости пароводяной смеси в парогенераторе.

Обозначив долю испарившейся геотермальной воды через  $\varepsilon$ , получим

$$\varepsilon = \frac{G_{II}}{G_p} , \quad (4.2)$$

В парогенераторе происходит также разделение теплоносителя на жидкую и парообразную фазы. Жидкость поступает к насосу 12 и накачивается в нагнетательную скважину, а пар направляется в турбину 4. При этом, чем выше степень сепарации в парогенераторе, тем ближе получаемый пар к сухому насыщенному пару.

В турбине пар расширяется в политропном процессе 3 – 4, превращая свою потенциальную энергию в техническую работу, которая в электрогенераторе 5 превращается в электроэнергию. Полученная после турбины пароводяная смесь со степенью сухости  $x_K$  поступает в конденсатор

8, где конденсируется в изотермическом процессе 4 – 5 водой подаваемой насосом 7 из градирни. Конденсат удаляется из конденсатора насосом 9 и подается в нагнетательную скважину или используется для других целей, а неконденсируемые газы удаляются водоструйным эжектором 11 с насосом 10.

Потери теплоты  $Q_p$  и  $Q_k$  в установке определяются в основном параметрами пара  $T_p$  и  $P_p$ , который генерируется в парогенераторе. Очевидно, для уменьшения  $Q_p$ , нужно более глубокое расширение геотермального теплоносителя в парогенераторе. Однако параметры пара  $T_p$ ,  $P_p$  в этом случае имеют низкие значения, в результате чего на турбине будет малый теплоперепад, что приведет к малому значению работы и увеличению потерь в конденсаторе. При этих условиях должно быть выбрано оптимальное значение глубины расширения геотермального теплоносителя в парогенераторе. Найдем его, исходя из условия максимальной технической работы на валу турбины.

Определение оптимального расширения в парогенераторе, то есть значений  $T_p$  и  $P_p$ , существенно упрощается, если установка работает по обратимому циклу Карно. В этом случае располагаемая работа записывается как:

$$L = c \cdot (T_1 - T_p) \cdot \left(1 - \frac{T_n}{T_p}\right), \quad (4.3)$$

где  $c$  - теплоемкость геотермального теплоносителя;  $T_1$  - его температура на входе в парогенератор;  $T_n$  - температура холодного источника (окружающей среды).

Максимальная эффективность геотермальной установки при заданных значениях температур горячего  $T_1$  и холодного  $T_n$  источников достигается при  $L_{\max}$ , что отвечает определенному значению температуры  $T_p$ , которое называется оптимальным.

Таким образом, при оптимальном значении  $T_p$  работа цикла  $L = L_{\max}$ , а ее производная  $\frac{dL}{dT} = 0$ . Взяв производную по  $T_p$  от правой части уравнения (4.3) и приравняв ее к нулю найдем:

$$T_p = \sqrt{T_1 \cdot T_n}. \quad (4.4)$$

Температура воды в парогенераторе  $T_p$  должна равняться корню квадратному из произведения температур поступающей геотермальной воды и холодного источника теплоты.

Зная начальную температуру геотермального теплоносителя  $T_1$ , температуры сред в расширителе  $T_p$  и конденсаторе  $T_k$ , можно определять общую теплоту теплоносителя, потери теплоты в парогенераторе и конденсаторе, а также

выполнить термодинамический анализ процесса превращения теплоты в работу.

На рис. 4.7 изображена принципиальная тепловая схема геотермальной энергоустановки с *двухступенчатым расширением* теплоносителя и процесс генерации пара в T-s-координатах. Система водоподготовки, электромагнитная защита и дегазация в этой установке аналогичны установке с одноступенчатым расширением геотермального теплоносителя. Из скважины 1 (рис. 4.7, а) после дегазатора 2 теплоноситель с параметрами  $T_1$  и  $p_1$  поступает в первый парогенератор (первая ступень расширения 3, где расширяется в процессе 1 – 2 до температуры  $T_p$ .

После первого парогенератора вода поступает во второй парогенератор (вторая ступень расширения) 13, где происходит дальнейшее расширение воды и генерация пара более низкого давления, чем в первом парогенераторе. Охлажденная во втором парогенераторе геотермальная вода забирается насосом 12 и направляется в нагнетательную скважину.

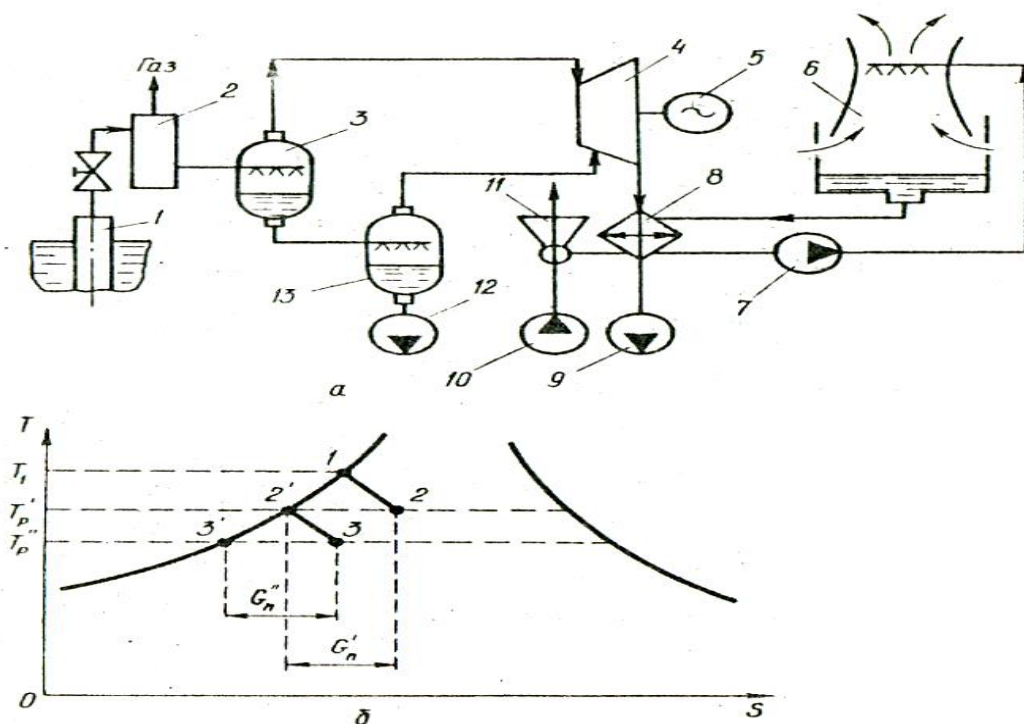


Рисунок 4.7 – Принципиальная тепловая схема геотермальной энергоустановки с двухступенчатым расширением теплоносителя (а) и процесс генерации пара в T-S-координатах (б)

#### 4.7 Двухконтурные геотермальные энергоустановки

Геотермальные воды могут образовывать на внутренней поверхности трубопроводов и оборудования отложения разных солей. Исчерпывающих рекомендаций относительно использования геотермальных вод, которые содержат компоненты, образующие твердые отложения, пока еще нет.

В этой связи большое внимание уделяется разработке и исследованию двухконтурных геотермальных энергоустановок паротурбин, в которых как рабочее тело используются низкокипящие вещества (фреоны; углекислый газ; этилхлорат; бутан; изооктан и др.).

В этих установках, в отличие от одноконтурных, испарение рабочего тела происходит в поверхностных теплообменниках при постоянном давлении как теплоносителя, так и рабочего тела. Поэтому теплообменники здесь называются не парогенераторами, а испарителями.

На рис.4.8 представлены принципиальные схемы одно- и трехступенчатой двухконтурных геотермальных установок.

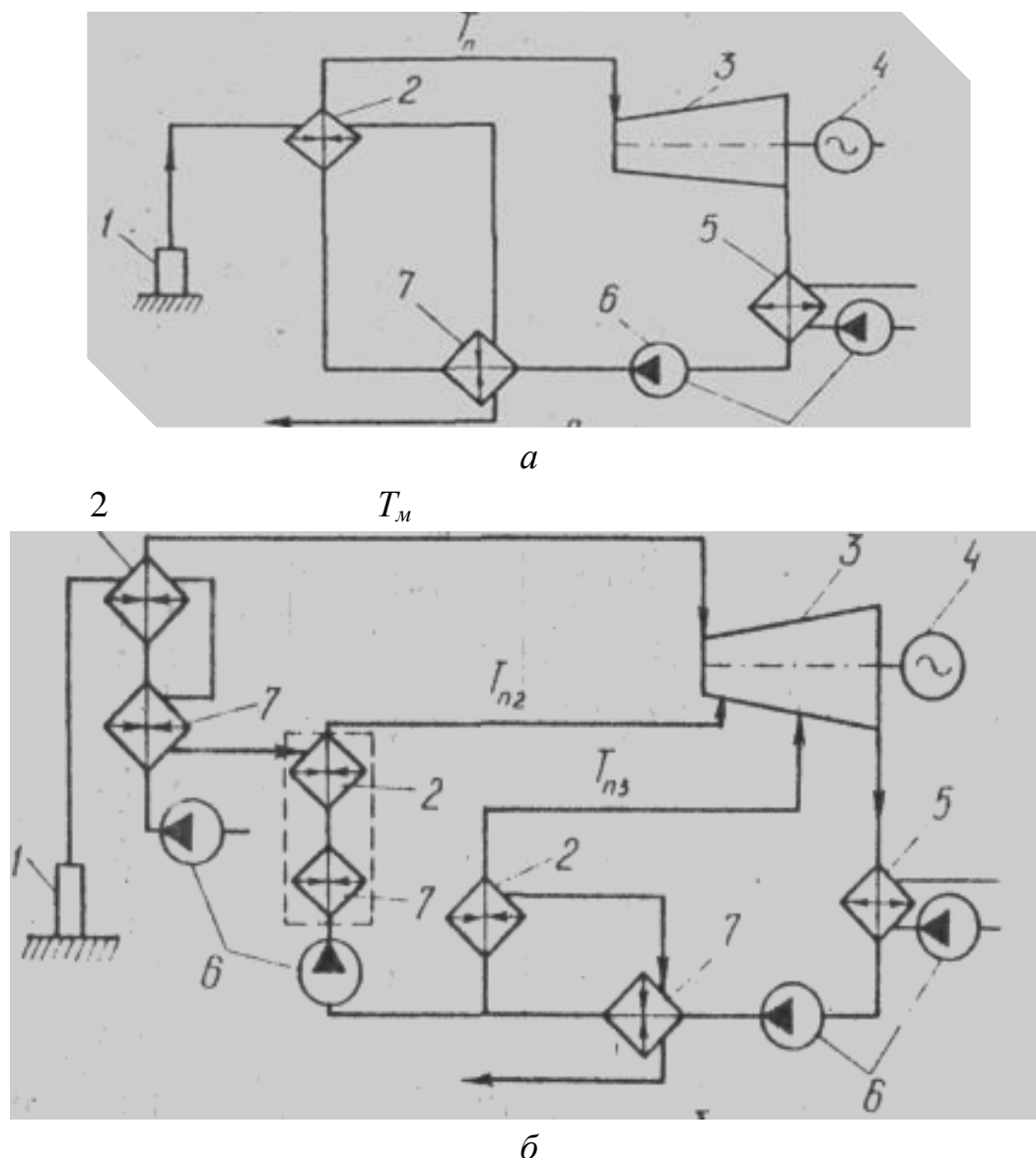


Рисунок 4.8 – Принципиальные тепловые схемы одноступенчатой (а) и трехступенчатой (б) двухконтурных геотермальных энергоустановок  
1- скважина; 2 - испаритель; 3 - турбина; 4 - электрогенератор; 3 - конденсатор;  
6 - насос; 7 - экономайзер

#### 4.8. Парогенераторы геотермальных установок

Одним из основных элементов геотермальных установок является парогенератор, который представляет собой комбинацию устройств для осуществления адиабатного закипания теплоносителя и сепаратора для отделения жидкой фазы из образующейся пароводяной смеси.

По принципу действия парогенераторы различают на: объемные, пленочные, массообменные и центробежные. Тип применяемого парогенератора зависит от состояния геотермального теплоносителя, который поступает на поверхность Земли (перегретый или влажный пар или горячая вода), а от его минерализации и газонасыщенности.

*Объемные парогенераторы.* Предпочтительным типом парогенераторов большой паропроизводительности для геотермальных энергоустановок является объемный. Это горизонтальный цилиндрический сосуд диаметром  $d$ , заполняемый на высоту  $H_v$  геотермальным теплоносителем через патрубок подвода, расположенного вблизи зеркала. Отвод охлажденного теплоносителя осуществляется через патрубок сброса воды, который находится в нижней части сосуда. В верхней части сосуда установлен отвод пара, перед которым на расстоянии  $H_d$  располагаются сепарирующие решетки, состоящие из жалюзийных сепарационных элементов. Формы последних очень разнообразны. При выборе формы сепарационных каналов исходят из высокой эффективности влагоотделения, минимальных потерь энергии пара в канале и технологичности изготовления.

*Пленочные парогенераторы.* Основной особенностью двухконтурных геотермальных энергоустановок паротурбин является использование в цикле неминерализованного рабочего тела, что дает возможность существенно интенсифицировать процесс генерации пара из перегретой жидкости в пленочных парогенераторах. Самые простые представители последних – это аппараты, в которых перегретая жидкость впрыскивается через сопла внутрь сосуда большой емкости. Пароводяная смесь образуется в результате адиабатного закипания. Интенсивность парообразования при истечении из сопла зависит в основном от начального перегрева жидкости. При перегреве ее, ниже критического, испарение происходит с поверхности и определяющим фактором в данном случае является площадь удельной поверхности испарения. При средних перегревах наблюдается неразвитое кипение жидкости, в результате чего она охлаждается до критического перегрева. Скорость дальнейшего охлаждения жидкости до температуры насыщения определяется площадью удельной поверхности испарения. При высоких перегревах закипание сопровождается

интенсивным дроблением жидкости – в объеме образуются тонкие пленки. После прекращения кипения дальнейшее охлаждение жидкости происходит в результате испарения с поверхности капель.

При струйном истечении удастся развить немного большие удельные поверхности массообмена по сравнению с объемными парогенераторами. Однако размеры аппарата сокращаются незначительно. Поэтому целесообразно организовать истечение перегретой жидкости не в объем, а на жалюзи или насадку, где создается ее пленочное течение. В этом случае аппараты называются пленочными. Пленочные парогенераторы – это разновидность контактных тепломассообменных аппаратов с естественным или специально организованным течением жидкой пленки. Они могут выполняться одно – или многоходовыми, конвективными и кипящими, с одно – и двухфазным пленочными течениями.

Эффективность работы пленочного парогенератора определяется характером гидродинамического течения потока и пленки жидкости.

По способу формирования пленки аппараты разделяют на ударные струйные, гравитационно-щелевые, центробежные (роторные), винтовые и оросительные, а по способу интенсификации процесса – на аппараты с пассивной интенсификацией и аппараты с активной интенсификацией и др.

#### **4.9. Турбокомпрессорные геотермальные энергоустановки**

При генерации пара в газовом потоке вода охлаждается до температуры термодинамического равновесия, которая значительно ниже температуры насыщения при том самом давлении среды. Это дает возможность существенно повысить температурный перепад воды, срабатываемый в парогенераторе, соответственно увеличить количество генерируемого пара, а также повысить эффективность турбокомпрессорных геотермальных энергоустановок. Турбокомпрессорные геотермальные энергоустановки могут работать по закрытому или открытому циклам, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. В установках закрытого цикла газовая составляющая парогазового потока циркулирует по закрытому контуру. В установках открытого цикла парогазовый поток непрерывно выбрасывается в атмосферу. Поэтому как газовая составляющая здесь используется только воздух.

*Энергоустановки закрытого цикла (рис.4.9).* При работе такой установки парогазовый поток с малым содержанием пара  $d$  поступает из конденсатора 7 в компрессор 4 и сжимается в нем в политропном процессе 1–2 благодаря подведенной от турбины 5 работе. При этом паросодержание потока

$d$  остается постоянным, но, его относительная влажность уменьшается. После компрессора сжатый газ при давлении  $p_2$  и температуре  $T_2$  направляется в нижнюю часть парогенератора 3, а в его верхнюю часть во встречном направлении газовому потоку насосом 10 в диспергированном виде подается циркуляционная вода, предварительно подогретая в теплообменнике 2 геотермальным теплоносителем, который поступает из подъемной скважины 1. После теплообменника теплоноситель закачивается в нагнетательную скважину.

В отличие от одноконтурных геотермальных энергоустановок в данной турбокомпрессорной установке нет необходимости в процессе дегазации геотермального теплоносителя для уменьшения содержания неконденсирующихся газов и стабилизации рассола. Процесс передачи теплоты геотермальным теплоносителем в теплообменнике 2 может осуществляться без снижения его давления, что исключает нарушение углекислотного равновесия и выпадение солей.

При контакте поданной в парогенератор геотермальной воды и ненасыщенного парогазового потока в результате разницы парциальных давлений пара на поверхности капель и в газовой среде, капли охлаждаются до температуры мокрого термометра, расходуя свою теплоту на генерацию пара, и выходят из парогенератора в канал циркуляционной воды. При этом парогазовый поток в парогенераторе насыщается паром, в результате чего его паросодержание и энтальпия растут. Это процесс без учета гидравлических потерь проходит изобарно.

Дальше поток попадает в парогазовую турбину 5 (ее вал соединен с электрогенератором) и расширяется в политропном процессе, совершая при этом техническую работу  $l_T$ .

Благодаря тому, что парогазовый поток после парогенератора находится в насыщенном или близком к нему состоянии, процесс его расширения в турбине проходит с уменьшением паросодержания  $d$ ; при этом также уменьшается энтальпия. После турбины поток поступает в конденсатор 7, где в результате конденсации пара в изобарном процессе уменьшаются его паросодержание и энтальпия. Конденсат пара поступает в контур циркулирующей воды, откуда насосом 10 нагнетается в теплообменник 2, а парогазовая смесь отсасывается компрессором 4 и подается опять для создания газовой среды в парогенераторе 3. Для обеспечения конденсатора охлаждающей водой используют градирню 8.



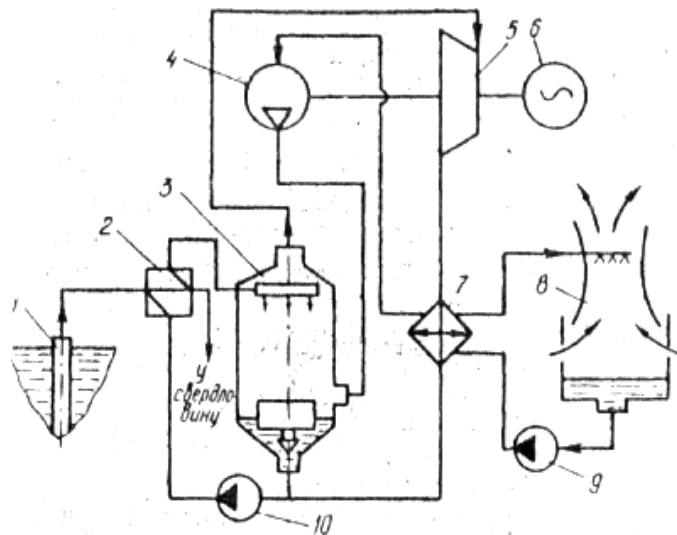


Рисунок 4.9 – Принципиальная тепловая схема турбокомпрессорной геотермальной энергоустановки закрытого цикла

Удельная полезная работа на валу энергоустановки может быть определена как разница удельных работ: полученной в турбине и той, что расходуется на привод компрессора, то есть

$$l_o = l_m - l_k, \quad (4.5)$$

где  $l_m$  – удельная работа в турбине;

$l_k$  – удельная работа компрессора, причем

$$l_m = (i_3 - i_4) \left(1 + \frac{d_2 + d_3}{2}\right); \quad (4.6)$$

$$l_k = (i_2 - i_1)(1 + d_1). \quad (4.7)$$

Подставив (4.6) и (4.7) в (4.5), получим:

$$l_o = (i_3 - i_4) \left(1 + \frac{d_2 + d_3}{2}\right) - (i_2 - i_1)(1 + d_1) \quad (4.8)$$

Из зависимости (4.6) видно, что удельная работа при других одинаковых условиях тем больше, чем больше разница в паросодержании потока в турбине и компрессоре. Этому способствует закрытый цикл работы энергоустановки, потому что в нем абсолютное давление потока на входе в компрессор может быть ниже атмосферного. Это обеспечивает сниженное абсолютное давление в парогенераторе, что дает возможность достичь в нем более глубокого охлаждения жидкости и соответственно получить большую паропроизводительность при неизменных параметрах и расходе геотермальной воды. Однако для осуществления работы турбокомпрессорной геотермальной энергоустановки по закрытому циклу нужны громоздкие и металлоемкие агрегаты такие, как конденсатор и градирня. Это значительно усложняет и делает более дорогой установку при

одновременном усложнении и удорожании ее эксплуатации, приводит к существенному снижению ее мощности из-за увеличения удельных объемов парогазовой смеси.

*Энергоустановки открытого цикла.* Как холодный источник в энергоустановке открытого цикла используется окружающая атмосфера, поэтому они не нуждаются ни в конденсаторе, ни в градирне с обслуживающими их системами. Кроме того, турбокомпрессорные геотермальные энергоустановки открытого цикла не нуждаются в специальных регулировочных устройствах, которые поддерживают заданную массу неконденсирующегося газа. К тому же тепловая схема турбокомпрессорных геотермальных энергоустановок открытого цикла дает возможность в полной мере использовать газ, который содержится в геотермальном теплоносителе, что существенно повышает эффективность применения геотермальной энергии. Реализация турбокомпрессорной геотермальной энергоустановки открытого цикла связана с основной сложностью непосредственного использования минерализованных геотермальных вод в цикле, что усложняет удаление солевых отложений.

Принципиальная тепловая схема турбокомпрессорной геотермальной энергоустановки открытого цикла и цикл ее работы в *i-d*-диаграмме изображена на рис. 4.10.

Воздух непосредственно из атмосферы (холодного источника) забирается компрессором 4, сжимается в процессе 1-2 и поступает в парогенератор 5, куда из другой стороны из скважины 1 подается геотермальная вода. При контакте газообразной и жидкой фаз за описанной выше схемой происходит насыщение воздуха паром благодаря охлаждению воды в процессе 2-3. Одновременно при этом пароводяная смесь разбавляется газом, который выделяется из геотермальной воды в результате снижения ее давления. Охлажденная в парогенераторе вода забирается насосом 6 и направляется в скважину, а полученная пароводяная смесь подается в турбину 3 (ее вал соединен с электрогенератором 2), где, расширяясь в процессе 3-4, совершает работу и далее поступает в окружающую атмосферу, отдавая в процессе 4-1 теплоту холодному источнику.

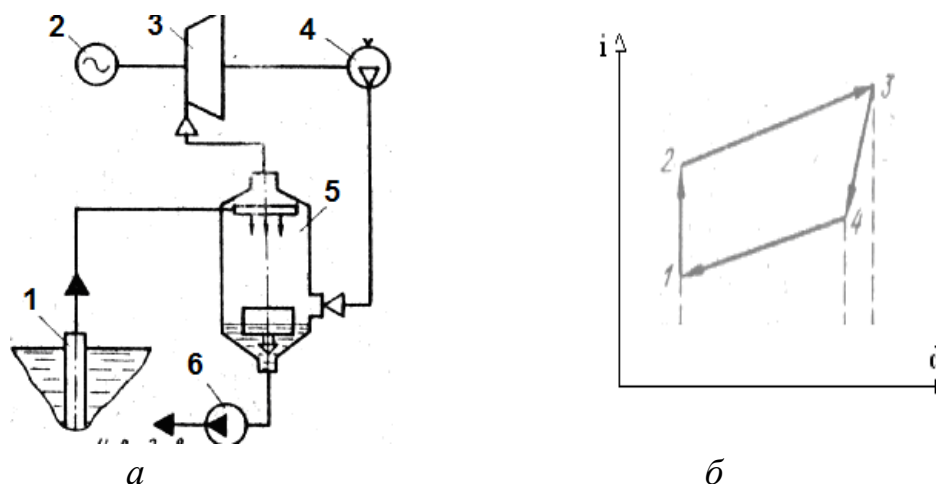


Рисунок 4.10 – Схема турбокомпрессорной геотермальной энергоустановки открытого цикла (а) и цикл ее работы в  $i$ - $d$ -диаграмме (б)

Существенные отличия рассмотренных энергоустановок заключаются в возможности использования потенциальной энергии газа, что содержится в геотермальной воде и выделяется при его расширении в парогенераторе или в специально предназначенном для этой цели дегазаторе.

В энергоустановках закрытого цикла этот газ должен всегда удаляться из цикла для поддержания в нем постоянного расхода рабочего тела. Расширяясь в турбине, он осуществляет полезную работу, но потом при отсасывании из конденсатора и сжатии его до атмосферного давления для удаления в окружающую среду нуждается в расходе полезной работы.

Использование же потенциальной энергии выделяющегося из геотермальной воды газа в турбокомпрессорных геотермальных энергоустановках открытого цикла не нуждается в компенсации и является «чистой» добавкой к работе, осуществляемой паром.

Турбокомпрессорная геотермальная энергоустановка открытого цикла, аналогично установке закрытого цикла, дает возможность значительно глубже использовать теплоту геотермальной воды. Кроме того, она намного проще и имеет меньшую металлоемкость, а применение атмосферы как холодного источника, предопределяет хорошую перспективу ей как геотермальному двигателю.

#### 4.10. Гидропаротурбинные геотермальные энергоустановки

Полнота превращения теплоты геотермального теплоносителя в работу зависит в основном от двух факторов: параметров теплоносителя и характера процессов, которые образуют цикл геотермальной энергоустановки.

Максимальное превращение теплоты в работу может быть обеспечено «треугольным» циклом (рис. 4.11,а).

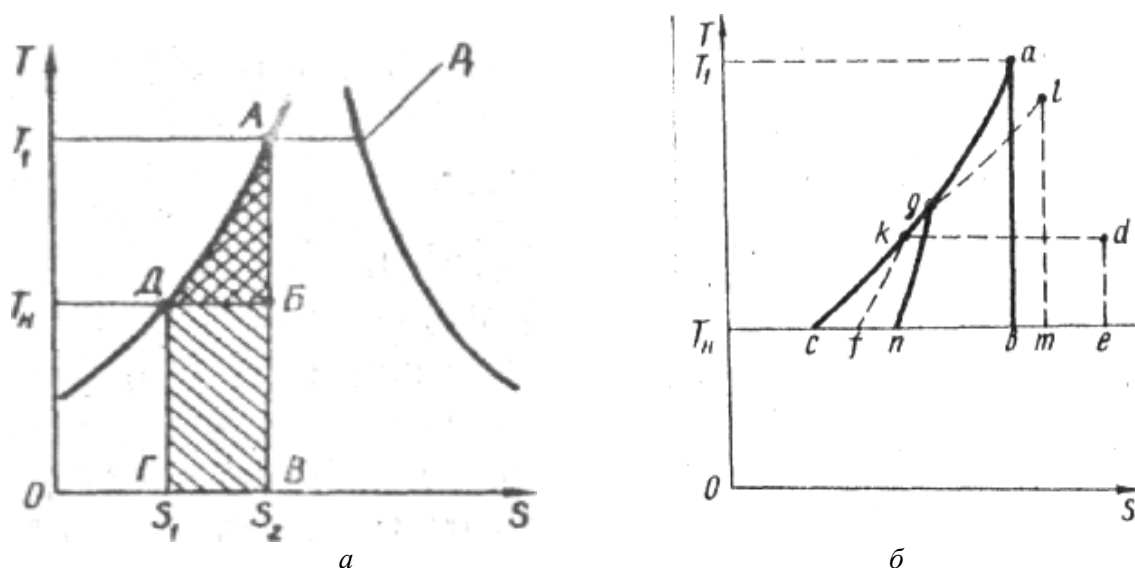


Рисунок 4.11 – Треугольный цикл гидропаротурбинной установки

Несовершенство циклов одно- и двухконтурных геотермальных паротурбинных энергоустановок, проиллюстрировано на рис. 4.11 б, где принято, что рабочее тело цикла готовится в поверхностных аппаратах благодаря теплоте геотермального теплоносителя.

Контур  $f-k-d-e-f$  — цикл Ренкина, по которому работает одноконтурная энергоустановка. Его сопровождают значительные необратимые потери из-за несходности линии охлаждения геотермального теплоносителя  $a-c$  с линией подвода теплоты к рабочему телу  $f-k-d$ .

Цикл двухконтурной энергоустановки с низкокипящим рабочим телом, описанной в этом разделе, изображен контуром  $n-g-l-m-n$ . Термодинамическое несовершенство этого цикла иллюстрируется несовпадением линии отведения теплоты от геотермального теплоносителя  $a-c$  с линией ее подведения к рабочему телу  $n-g-l$  и объясняется, как отмечалось выше, характером изменения теплоемкости низкокипящего вещества.

Оптимальный цикл геотермальной энергоустановки, теплоноситель которой представляет собой перегретую воду, должен совпадать с обратимым „треугольным" циклом.

Термический КПД последнего, как и любого цикла, можно записать в виде:

$$\eta_t = 1 - q_2 / q_1 ,$$

(4.9)

где  $q_1, q_2$  — подведенная и отведенная теплота, которая выражается через средние теплоемкости процесса  $c-a$ .

В этом случае выражение (4.9) приобретает вид:

$$\eta_t = 1 - \frac{T_n}{T_1 - T_n} \frac{C_{c-a}'}{C_{c-a}''} \ln \frac{T_1}{T_2}$$

где  $C_{c-a}, C_{c-a}''$  — средние теплоемкости процесса  $c-a$ , причем

$$C_{c-a} = \frac{1}{T_1 - T_n} \int_a^c c dT \quad C_{c-a}'' = \ln \frac{T_n}{T_1} \int_a^c c \frac{dT}{T} \quad (4.10)$$

Если принять, что  $C_{c-a} = C_{c-a}''$ , то

$$\eta_t = 1 - 2.3 \frac{T_n}{T_1 - T_n} \ln \frac{T_1}{T_n} \quad (4.11)$$

При небольшой разнице температур  $T_1$  и  $T_n$  приближенное выражение термического КПД «треугольного» цикла имеет очень простой вид:

$$\eta_t = \frac{T_1 - T_n}{T_1 + T_n},$$

или через КПД цикла Карно:

$$\eta_t = \frac{T_1(1 - T_n/T_1)}{T_1 + T_n} = \frac{\eta_{\text{Карно}}}{1 + T_n/T_1} \quad (4.12)$$

Термический КПД обратимого «треугольного» цикла в  $(1 + T_n/T_1)$  раз меньше термического КПД обратимого условного цикла Карно, у которого температура холодного источника одинаковая с температурой такого же источника «треугольного» цикла, а температура горячего источника равняется температуре геотермального теплоносителя.

При осваиваемых в наше время температурах геотермального теплоносителя  $t_1 = 180-200$  °С достигается существенное значение КПД (около 20 %). Однако осуществление «треугольного» цикла обусловлено рядом трудностей, главная из которых связанная с эффективной реализацией процесса  $a-b$ . Для реализации «треугольного» цикла, нужно иметь тепловой двигатель, способный работать на капельной жидкости, закипающей в

процессе расширения. К таким двигателям принадлежит гидропаровая турбина, рабочий процесс которой в идеальном случае должен совпадать с изоэнтропой  $a-b$ .

Разработка гидропаровой турбины идет двумя направлениями. В первом делается попытка использовать для этой цели обычную осевую лопастную машину (турбину). Однако характер движения двухфазного парокапельного потока в криволинейных каналах проточной части таких машин вызывает большие необратимые потери, порождает коррозию и приводит к сильному износу обтекаемых профильных поверхностей.

Второе направление основывается на использовании реакции двухфазной струи истекающей из сопла.

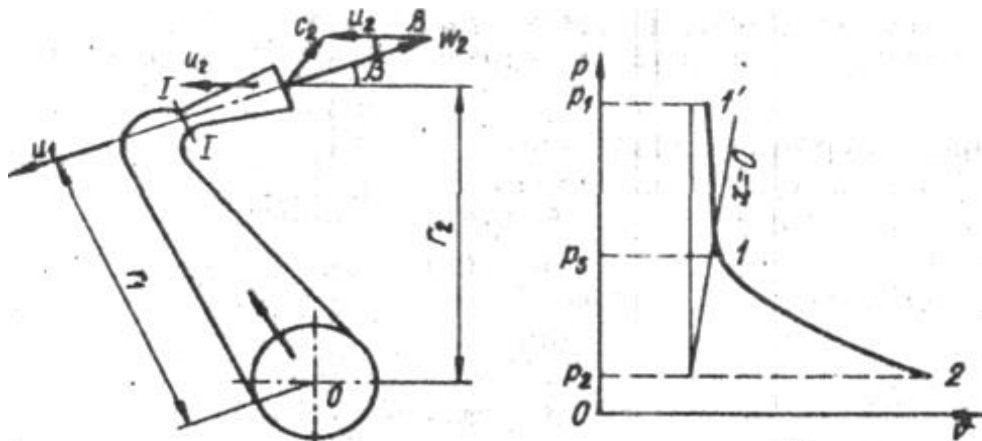


Рисунок 4.12 – Гидропаровая турбина  
 $a$  – схема канала ротора;  $b$  – идеальный процесс в канале

Схему канала ротора гидропаровой турбины, работающей на этом принципе, показано на рис. 4.12  $a$ . Процесс в канале ротора идеальной гидропаровой турбины в координатах  $p-v$  изображен на рис. 6.12  $b$ . Вода поступает в ротор турбины через полый вал и движется сначала вдоль его оси, а дальше – к периферии. Здесь проточная часть турбины ничем не отличается от проточной части центробежного насоса; отсутствие кавитации может обеспечиваться аналогично тому, как это делается в насосах, которые работают на горячей жидкости. Дальше канал поворачивает на  $90^\circ$ , а его проточная часть выполняется в виде сопла Лавала. Работоспособную гидропаровую турбину по описанному принципу можно создать при выполнении двух основных условий:

- 1) в сопле должен быть предельный режим течения;

2) за пределами сопла двухфазный сверхзвуковой поток не должен встречать подвижных частей, которые испытывают эрозийный износ.

Предельный режим течения в сопле характеризуется тем, что закипание жидкости возникает только в критическом сечении сопла Лаваля. Он достигается, если давление перед соплом  $p_1$  превышает давление насыщения  $P_s$ , то есть  $P - P_s > w_{кр}^2 / (2g)$ .

Вода, поступающая к соплу по каналу ротора, разгоняется в его сужающейся части (процесс 1–1') и приобретает в критическом сечении скорость  $w_{кр}$ , имея при этом угловую скорость  $u_+$ , которая определяется радиусом  $r_1$  (см. рис. 4.12 а). Вследствие этого давление торможения (без учета потерь) растет на  $u_2^2 p' / 2$ , где  $p'$  - плотность жидкости в докритичной зоне. Это давление в основном и определяет скорость жидкости в критическом сечении 1–1, после чего наступает процесс ее закипания. За критическим сечением парожидкостный поток расширяется (процесс 1–2) до конечного давления  $p_2$ , приобретая относительную скорость  $w_2$ .

Без учета потерь энергии в парожидкостном потоке относительный внутренний КПД гидропаровой турбины определяется выражением:

$$\eta_{bi} = 2\alpha a \sqrt{1 + x - 2x^2}, \quad (4.13)$$

где  $x = u_2 / w_2$  – ( $u_2$  – угловая скорость на радиусе  $r_2$ );

$a = \varphi_c^2 \cos \beta$  ( $\varphi_c$  – коэффициент скорости;  $\beta$  – угол между векторами скоростей  $w_2$  и  $u_2$ ).

Теоретическая относительная скорость потока  $w_2$  вычисляется по формуле:

$$w_2 = \sqrt{2 \left\{ \frac{p_0 - p_s}{p_s} + [i_0 - i'_x - i' (1 - x)] \right\}}, \quad (4.14)$$

где  $p_0$  – начальное давление жидкости;  $i_0$  – удельная энтальпия жидкости на входе в сопло;  $i'_x$  – удельная энтальпия пара на срезе сопла;  $i'$  – удельная энтальпия жидкости на этом самом срезе.

При других одинаковых условиях именно от  $\varphi_c$  зависит значение относительного внутреннего КПД гидропаровой турбины, который, в свою очередь, доминирующе влияет на эффективный КПД. Преимущества «треугольного» цикла могут быть сведены к нулю, если гидропаровая турбина будет иметь низкий относительный внутренний КПД. Значение последнего зависит от эффективности преобразования потенциальной механической и тепловой энергии горячей воды в кинетическую энергию

потока, а определяется оно геометрией сопла и характером организованного течения потока в его проточной части, правильный выбор которых может быть сделан только тогда, когда хорошо известны физические процессы, которые происходят в сопле.

Возможность осуществления «треугольного» цикла в энергоустановках на геотермальной воде, зависит от организации процесса истечения перегретой воды. Истечение геотермального теплоносителя в каналах гидропаровой турбины происходит со снижением давления. Это вызывает десорбцию углекислого газа и приводит к нарушению углекислотного равновесия. Хотя геотермальный теплоноситель предварительно пропускается через дегазатор, однако в нем неминуемо остается взвесь, которая интенсифицирует процесс образования шлама и накипи в каналах турбины.

#### **4.11 Использование геотермальной энергии для теплоснабжения**

Для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных зданий необходима температура воды не ниже 50 – 60 °С. Наиболее рациональное использование термальных вод может быть достигнуто при последовательной их эксплуатации: первоначально в отоплении, а затем в горячем водоснабжении. Но это представляет некоторые трудности, так как потребность в горячей воде по времени года относительно постоянна, тогда как отопление является сезонным, оно зависит от климатических условий района, температуры наружного воздуха, времени года и суток.

***Теплоснабжение высокотемпературной сильно минерализованной термальной водой.*** Термальная вода имеет температуру выше 80 °С, но сильно минерализована. В этих условиях возникает необходимость в устройстве промежуточных теплообменников. Принципиальное решение такой схемы показано на рисунке 4.13.

Здесь термальная вода из скважин разделяется на две параллельные ветви: одна направляется в теплообменник отопления, а затем в теплообменник 1-й ступени подогрева воды для горячего водоснабжения; вторая — в теплообменник 2-й ступени.

Чтобы избежать зарастания трубопровода, термальную воду используют с промежуточным теплообменником. Высокоминерализованную воду из скважины подают в резервуар со змеевиками, по которым поступает пресная речная вода. Нагретая пресная вода идет к потребителю, а выпадающие из термальных вод соли осаждаются в резервуаре и на наружных поверхностях



змеевика. Недостатком схемы с теплообменником является сокращение срабатываемого потенциала термальной воды (на конечную разность температур в теплообменнике).

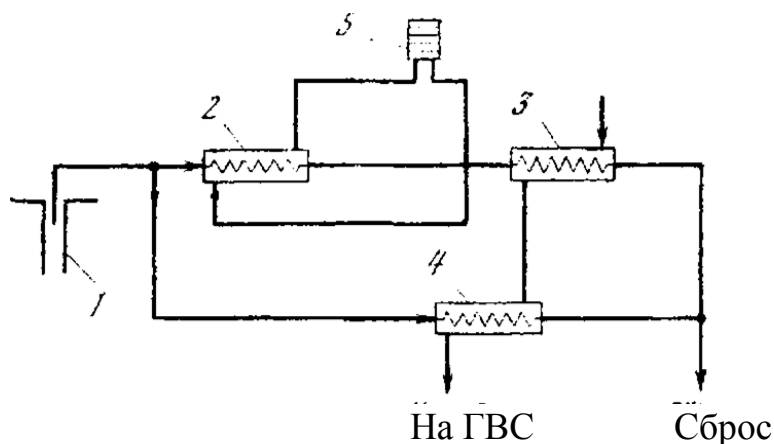


Рисунок 4.13 – Принципиальная схема геотермального теплоснабжения с теплообменниками:

1 – скважина; 2 – теплообменник системы отопления; 3 – теплообменник горячего водоснабжения 1-й ступени; 4 – то же, 2-й ступени; 5 – система отопления.

Вышеописанная схема применима для Кабардино-Балкарии. Термальная вода на курорте «Нальчик» использовалась только в бальнеологических целях. Глубокие скважины вскрыли высокотермальную воду, и появилась возможность отапливать ею жилые и производственные здания, теплично-парниковые хозяйства. Для этого вода с температурой  $78\text{ }^{\circ}\text{C}$  из скважин поступает в теплообменник типа «труба в трубе», который отдает часть тепла пресной воде. Затем пресная вода направляется по трубам в жилые и производственные здания для горячего водоснабжения, технологических нужд, в теплицы, где выращивают в год два урожая овощей. Охлажденная в теплообменнике до температуры  $37\text{--}38\text{ }^{\circ}\text{C}$  термальная вода подается в ванны и души бальнеолечебницы.

**Теплоснабжение низкотемпературной маломинерализованной термальной водой.** Термальная вода маломинерализована, но с низким тепловым потенциалом (температура ниже  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Здесь требуется повышение потенциала термальной воды. Осуществить это можно следующими методами.

- подача термальной воды параллельно на отопление и горячее водоснабжение и пиковый догрев отопительной воды;
- бессливная система геотермального теплоснабжения;
- применение тепловых насосов;

- совмещенное применение тепловых насосов и пикового догрева.

По схеме рис. 4.14 термальная вода из скважин поступает в систему горячего водоснабжения и параллельно в пиковую котельную. Здесь она догревается до температуры, соответствующей метеорологическим условиям, и подается в системы отопления. Данная схема особенно целесообразна для районов с дорогим бурением, так как пиковая котельная позволяет сократить число скважин.

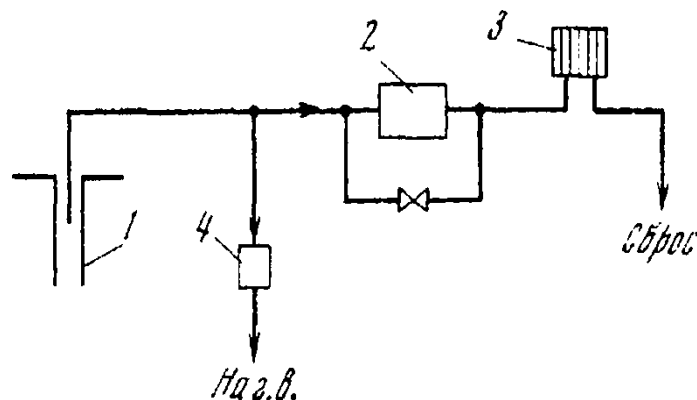


Рисунок 4.14 – Схема геотермального теплоснабжения с параллельной подачей воды на горячее водоснабжение и отопление с пиковым догревом:

1 – скважина; 2 – пиковый догреватель; 3 – система отопления; 4 – бак-аккумулятор.

Схема рис. 4.15 представляет более сложный вариант предыдущей схемы. Здесь термальная вода, поступающая из скважин, нагревается до температуры 160 – 200 °С, что обуславливается климатическими условиями и позволяет достичь равенства воды в тепловых сетях и системах горячего водоснабжения. Из скважины 0 термальная вода поступает в котельную 8, затем, пройдя через дегазатор 7 и химводоочистку 2, подается в нагреватель 5. Перегретая вода направляется в жилые дома. Абонентский ввод каждого дома оборудован смесителем 4, в котором сетевая вода смешивается с отработанной водой из системы отопления. Смесь требуемой температуры последовательно проходит систему отопления 5, а затем полностью расходуется в системе горячего водоснабжения 6.

Предусмотрена возможность сброса отработанной воды из системы отопления в канализацию, а также установка бака-аккумулятора 7 для одного или группы зданий.

С повышением температуры наружного воздуха расход воды на вводе остается постоянным, часть воды поступает в систему горячего водоснабжения, минуя систему отопления по специальной перемычке. При этом с помощью терморегулятора поддерживается одинаковая температура

воды в системе горячего водоснабжения в течение всего отопительного сезона.

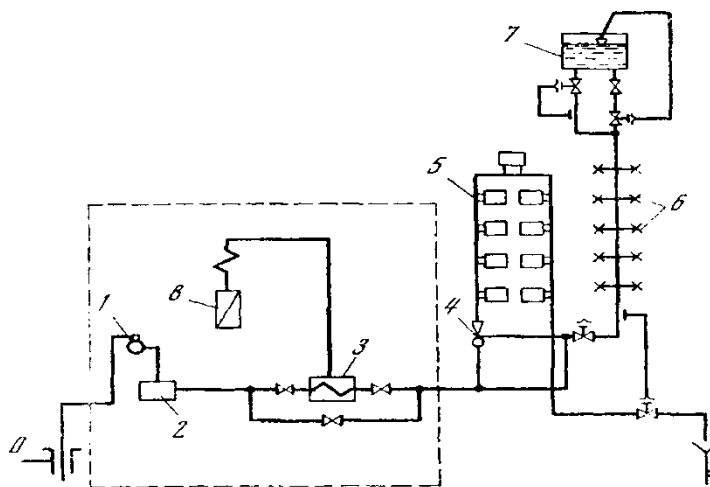


Рисунок 6.16 – Принципиальная схема бессливной системы геотермального теплоснабжения:

0 – скважина; 1 – дегазатор; 2 – химводоочистка; 3 – водоподогреватель; 4 – смеситель;  
5 – система отопления; 6 – система горячего водоснабжения; 7 – бак-аккумулятор;  
8 – котельная

В летний период термальная вода подается на горячее водоснабжение, минуя подогреватель, по обводному трубопроводу в котельной.

Осуществление такой схемы позволяет полнее использовать тепло термальной воды, сократив до минимума число скважин, уменьшить диаметр тепловых сетей и их протяженность, снизить металлоемкость систем отопления. Однако в такой системе пиковая котельная превращается в базисный генератор тепла для отопления, который работает весь отопительный сезон. Отсюда большая установленная мощность котельной и большой расход топлива. Существует мнение, что температура догрева не должна превышать 100 °С из-за опасности возникновения коррозии и накипи. В таком случае распределительные сети рекомендуется выполнять двухтрубными. Это дополнительный фактор, снижающий эффективность системы.

Все сказанное заставляет критически относиться к данной схеме и выбор ее обосновывать тщательным экономическим расчетом в каждом конкретном случае.

Схема, представленная на рис.6.17 предусматривает утилизацию тепла низкотемпературных термальных источников при помощи теплового насоса..

Горячая вода из скважин 1 подается к испарителю теплового насоса 2, где происходит передача ее тепла быстро испаряющемуся рабочему веществу. Образующиеся пары сжимаются компрессором 3 и направляются в

конденсатор 4, где конденсируются при более высоком давлении, отдавая тепло воде, циркулирующей в системе отопления.



Рисунок 4.16 – Принципиальная схема геотермального теплоснабжения с применением теплового насоса:

1 – скважина; 2 – испаритель; 3 – компрессор; 4 – конденсатор; 5 – регулирующий вентиль.

Охлажденная вода сбрасывается в канализацию. Эффективность схемы повышается при работе теплового насоса летом в режиме холодильной машины. В целях более полного срабатывания тепла термальной воды была предложена более сложная модификация этой схемы с тепловыми насосами.

Схема представленная на рис.6.17 – комплексная система теплоснабжения с трансформацией тепла сбросной воды в сочетании с пиковым ее подогревом и качественным регулированием.

Вода из источника 1, пройдя очистку 2, перекачивается насосной станцией 3 в количестве  $Q_a$  по однетрубному теплопроводу 4 и поступает к потребителям с температурой  $t_a$ . Один поток воды  $Q_l$  догревается в пиковой котельной 5 до температуры  $t_n$  и поступает в смеситель 7, где к нему подмешивается отработанная вода, предварительно подогретая в конденсаторах теплового насоса 8 до температуры  $t_g$ .

Отработанная вода с температурой  $t_0$  после системы отопления 6 разветвляется на три потока. Одна часть  $Q_3$  поступает в конденсаторы теплового насоса 8 и смеситель 7.

Вторая часть ее направляется в испарители теплового насоса 9, где она охлаждается до температуры  $t_x$  и сбрасывается. Третья часть направляется в смеситель 12, из которого вода с температурой  $t_r$  в количестве  $Q_r$  поступает в бак-аккумулятор 11 и систему горячего водоснабжения 10.

Второй поток воды источника  $Q_2$  через вентиль поступает в смеситель 12 и сеть горячего водоснабжения. Если температура геотермальной воды ниже температуры  $t_r$ , то вода догревается до  $t_r$  в котельной 5 и через другой вентиль поступает в систему горячего водоснабжения в количестве  $Q_r$ .

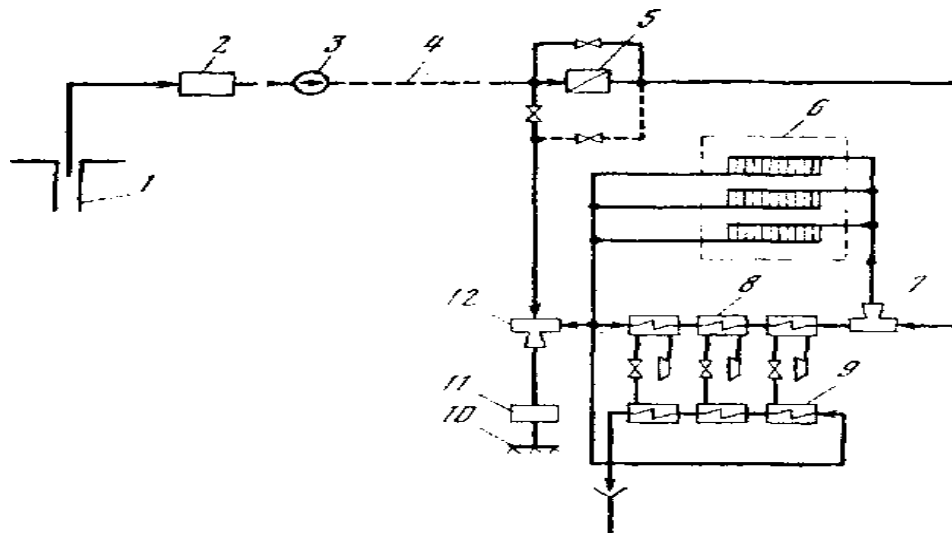


Рисунок 4.17 – Схема комплексного геотермального теплоснабжения с применением пикового догрева и тепловых насосов:

1 – скважина; 2 – водоочистка; 3 – насосная станция; 4 – транзитный теплопровод; 5 – пиковый догреватель; 6 – система отопления; 7 и 12 – смесители; 8 – конденсаторы; 9 – испарители; 10 – система горячего водоснабжения; 11 – бак-аккумулятор.

С целью повышения отопительного коэффициента и обеспечения более гибкого регулирования теплонасосные агрегаты включаются в систему теплоснабжения по последовательно-противоточной схеме так, чтобы нагрев воды в конденсаторе 8 и охлаждение сбрасываемой воды в испарителях 9 осуществлялось в несколько ступеней.

С изменением температуры наружного воздуха качественное регулирование осуществляется пиковой котельной, тогда как теплопроизводительность теплового насоса и потребление воды из скважин остаются неизменными. После отключения пиковой котельной качественное регулирование осуществляется тепловым насосом. В этой системе доля использования тепла геотермальной воды тем больше, чем ниже расчетная температура в системах отопления. Поэтому здесь целесообразно применение конвекторной или панельной систем отопления, где расчетная температура 40 – 45 °С.

Сравнение этой системы с бессливной показывает, что удельный расход геотермальной воды в схеме с термотрансформаторами почти в два раза превышает таковой в бессливной системе, между тем коэффициент эффективности оказывается больше. Суммарная доля топливоиспользующих

установок в годовом тепловом балансе минимальна. Это обстоятельство создает предпосылки для применения данной схемы в районах, где затраты на перевозку топлива могут превысить затраты на бурение большого числа скважин.

### **Контрольные вопросы**

1. Понятие геотермальной энергии, ее происхождение
2. Запасы и распространение термальных вод
3. Потенциал геотермальной энергии в Украине
4. Типы геотермальных электростанций
5. Одноконтурная геотермальная установка
6. Двухконтурная геотермальная установка
7. Типы парогенераторов геотермальных установок
8. Турбокомпрессорные геотермальные энергоустановки
9. Гидропаротурбинные геотермальные энергоустановки
10. Использование геотермальной высокотемпературной энергии для теплоснабжения.
11. Использование геотермальной низкотемпературной энергии для теплоснабжения

### **Литература**

1. Твайделл Дж /Возобновляемые источники энергии : Дж. Твайдел, А. Уэйр : пер. с англ. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
2. Дворов И.М. Геотермальная энергетика./И. М. Дворов : – М.: Наука, 1976. – 192 с.
3. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Опыт и перспективы./ Н. М. Мхитарьян : К. : Наукова думка, 1999. – 315с
4. Хайнрих Г. / Теплонасосные установки для отопления и горячего водоснабжения / Г. Хайнрих, Х.Найорк, В. Нестлер : пер. с нем. Н. Л. Кораблевой, Е. Ш. Фельдмана : под ред. Б. К. Явнеля. – М.: Стройиздат, 1985. – 351 с.
5. ВСН 56-87. Геотермальное теплоснабжение жилых и общественных зданий и сооружений. Нормы проектирования. – М. : Стройиздат, 1989.
6. [www.ntu-net.ru/lge](http://www.ntu-net.ru/lge) – Лаборатория геотермальной энергетики ЭНИН им.Кржижановско РАО ЕЭС «России».

## Глава 5. ТЕРМОЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ

### 5.1. Термоэлектрические генераторы (ТЭГ)

Термоэлектродгенераторы являются устройствами прямого преобразования теплоты в электроэнергию при помощи *термоэлементов*, между спаями которых поддерживается перепад температур. Они предназначены для «малой» энергетики и используются для автономного энерго- и теплоснабжения различных наземных, морских и космических объектов, где применение традиционных источников тока не представляется возможным или экономически нецелесообразно.

ТЭГ включает в себя систему подвода теплоты, термоэлектрическую батарею (ТЭБ) с теплоконтактной электроизоляцией и систему отвода теплоты. Теплота внешнего источника (пламя горелки, радионуклид, ТВЭЛ, водяной пар и др.) подводится к горячему теплоприемнику или теплопроводу, на наружной поверхности которого установлена полупроводниковая термобатарея (низко-, средне-, высокотемпературная, каскадная), состоящая из множества ветвей  $p$ - и  $n$ -типов проводимости. Последовательно-параллельное соединение ветвей (прямоугольных, цилиндрических, радиально-кольцевых) осуществляется коммутационными шинами (алюминий, медь) методом пайки, прессования, диффузионной сварки, плазменного напыления или механическим прижимом. Спаи ТЭБ изолированы от горячего теплопровода и холодного корпуса электроизоляционными пластинами (оксидная керамика, слюда и др.). В некоторых генераторах для повышения надежности дополнительно устанавливается горячая охранный изоляция (плазменное напыление). Для защиты от окисления ТЭБ либо размещается в герметичном чехле, заполненном аргоном или азотом, либо покрывается антисублимационной эмалью, либо запрессовывается в матрицу из диэлектрического материала (слюда, полиамид и др.). Отвод теплоты от холодных спаев ТЭБ осуществляется серебрянным холодным радиатором или хладагентом (вода, антифриз и др.). Конструкция генератора стягивается в пакет при помощи плоских или тарельчатых пружин, что позволяет обеспечить качественный тепловой контакт и высокую стойкость к термоциклированию (нагрев — охлаждение).

Мощность современных ТЭГ колеблется от нескольких микроватт до нескольких десятков киловатт, КПД преобразования — от 2 до 10 %, срок службы — от 1 до 25 лет, стоимость установленной мощности — от 1,2 до 19,0 \$/Вт.

Простейший полупроводниковый ТЭГ состоит из двух частей термоэлектрических материалов: дырочной ( $p$ -тип) и электронной ( $n$ -тип) проводимости, соединенных коммутационными шинами и замкнутых на внешнее сопротивление  $r_n$  (рис.5.1).

При наличии перепада температур  $\Delta T = T_g - T_x$  между противоположными спаями в замкнутой электрической цепи протекает постоянный ток  $I$ . Часть подводимого к горячим спаям теплового потока  $Q_g$  преобразуется в электрическую мощность  $N_{эл}$ , а остальная часть  $Q_x$  отводится от его холодных спаев.

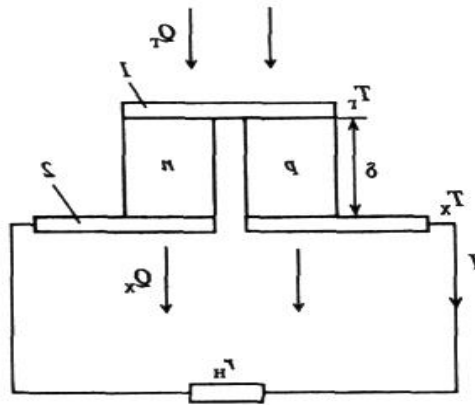


Рисунок 5.1 – Схема ТЭГ:

$1, 2$  – коммутационные шины;  $Q_g$ ,  $Q_x$  – подводимый и отводимый тепловой поток;  $T_g$ ,  $T_x$  – температуры горячего и холодного спаев;  $\delta$  – высота ветвей;  $I$ ,  $r_n$  – ток и сопротивление нагрузки.

Основными параметрами ТЭГ являются ЭДС -  $E$ , ток -  $I$ , напряжение -  $U$ , внутреннее сопротивление -  $r$ , сопротивление внешней нагрузки -  $r_n$ , нагрузочный коэффициент -  $m$ , электрическая мощность -  $N_{эл}$  и коэффициент полезного действия -  $\eta$ :

$$\begin{aligned}
 E &= \alpha(T_g - T_x) = \alpha\Delta T; \\
 m &= \frac{r_n}{r} = \frac{U}{E - U}; \\
 I &= \frac{E}{r + r_n} = \frac{\alpha\Delta T}{r(m + 1)}; \\
 U &= Ir_n = E \frac{m}{m + 1} = \frac{\alpha\Delta T m}{m + 1};
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$



$$N_{эл} = IU = \frac{E}{r(m+1)} \frac{Em}{(m+1)} = \frac{E^2}{r} \frac{m}{m+1} = \frac{\alpha^2 \Delta T^2 m}{r(m+1)^2};$$

$$\eta = C_\eta \Delta T.$$

(5.2)

где  $C_\eta = Z \frac{m}{K_T(m+1)^2}$ ;  $Z = \alpha^2 \sigma / \lambda$  – коэффициент добротности;

$\alpha$  – коэффициент термо-ЭДС;  $\sigma$  – удельная электрическая проводимость;  $\lambda$  – теплопроводность;

$K_T = 1 + Z \frac{T_{cp} + mT_r}{(m+1)^2}$  – коэффициент термопроводности.

Широкое практическое применение в отечественных и зарубежных ТЭГ нашли следующие термоэлектрические материалы, которые условно делятся на три группы:

*низкотемпературные материалы* (0 – 300 °С). К ним относятся халькогениды висмута и сурьмы  $\text{Bi}_2(\text{Te, Se})_3$  (*n*-тип) и  $(\text{Sb, Bi})_2\text{Te}_3$  (*p*-тип);

*среднетемпературные материалы* (300 – 600 °С). К ним относятся теллуриды свинца  $\text{PbTe}$  (*n*- и *p*-тип), теллуриды германия  $\text{GeTe}$  (*p*-тип) и теллурид олова  $\text{SnTe}$  (*p*-тип);

*высокотемпературные материалы* (600 °С и выше). К ним относятся сплавы кремния с германием  $\text{SiGe}$  (*n*- и *p*-тип).

**Термогенераторы на органическом топливе.** Такие ТЭГ нашли наибольшее практическое применение для электро- и теплоснабжения автономных объектов в нефтегазовой промышленности, метеорологии, навигации, сельском хозяйстве, армии и быту. В качестве источника теплоты в них используются продукты сгорания твердого (уголь, дрова, брикеты), газообразного (метан, пропан, пропан-бутан) и жидкого (бензин, керосин, дизельное) топлива.

С середины 70-х годов по настоящее время на магистральных газопроводах успешно эксплуатируются свыше 12 тыс. газовых низкотемпературных ТЭГ первого поколения (УГМ-80, УГМ-80М) и двухкаскадных ТЭГ второго поколения (ГТГ-150) с инфракрасными горелками мощностью 80÷150 Вт, разработанных НПО «Квант» и серийно выпускаемых ОАО «Позит».

Низкотемпературные генераторы с каталитическими горелками мощностью от 10 до 90 Вт серийно выпускаются в России НПП БИАПОС и в США.

На базе генераторов ГТГ-150 и ГТЖ-160 АО «Саратовгазавтоматика» в начале 90-х годов освоило серийный выпуск автономных источников пита-

ния (АИП) мощностью 400, 750 и 900 Вт напряжением 27 В. За рубежом аналогичные АИП с ТЭГ на газовом топливе созданы в Канаде и в Японии.

## **5.2. Радиоизотопные термоэлектрические генераторы (РИТЭГ)**

В качестве источника теплоты в них используется энергия распада ядер радионуклидов (радиоизотопов), происходящего по экспоненциальному закону независимо от любых внешних условий. РИТЭГ отличаются простотой конструкции и эксплуатации, высокой надежностью и длительным сроком службы.

С начала 60-х годов только в СССР было разработано около тысячи низкотемпературных, каскадных и высокотемпературных РИТЭГ суммарной электрической мощностью более 10 кВт. Общая наработка их составила более 30 млн часов с максимальной наработкой одного изделия более 100 тыс. часов. В Англии, Франции, Германии также созданы низко- и высокотемпературные РИТЭГ различного применения на элементах  $^{90}\text{Sr}$ ,  $^{238}\text{Pu}$ ,  $^{242}\text{Cm}$  мощностью от 4 до 125 Вт.

**Реакторные термогенераторы (РТЭГ).** Требуемые уровни электрической мощности ТЭГ – от единиц до нескольких сотен и тысяч киловатт могут быть обеспечены только в сочетании с ядерными реакторами (ЯР) в качестве источника теплоты.

По способу теплопередачи от ЯР к горячим спаям РТЭГ можно разделить на три типа:

- вынесенные, в которых ТЭГ размещен вне ЯР, а теплопередача осуществляется циркулирующими теплоносителями (вода, жидкий металл);
- встроенные, в которых ЯР и ТЭГ совмещены в едином блоке, ТЭБ размещены на оболочках ТВЭЛов или на отражателе, а теплопередача осуществляется теплопроводностью;
- промежуточные, в которых отвод теплоты от ЯР к ТЭГ осуществляется тепловыми трубами (ТТ).

Отвод теплоты холодных спаев ТЭГ всех типов осуществляется хладагентом (вода, жидкий металл) или излучением.

Начиная с 60-х годов по настоящее время созданы и опробованы в эксплуатации ряд уникальных ядерных термоэлектрических энергоустановок для космических и наземных объектов.

## **5.3. Термоэмиссионные преобразователи (ТЭП)**

ТЭП – устройство для преобразования тепловой энергии в электрическую, состоящее из двух металлических электродов (эмиттера и

коллектора), разделенных межэлектродным зазором (МЭЗ) и соединенных внешней электрической цепью, содержащей нагрузку. Эмиттер ТЭП нагревается источником теплоты, коллектор присоединяется к охлаждающему устройству, что создает разность температур электродов ТЭП. Термодинамическим рабочим телом ТЭП являются электроны.

Основные процессы в ТЭП: термоэлектронная эмиссия с уровня Ферми эмиттера в МЭЗ, перенос электронов через МЭЗ, конденсация электронов на уровень Ферми коллектора с выделением теплоты конденсации, перенос электронов через внешнюю цепь. В этих процессах происходит трансформация кинетической энергии электронов эмиттера в потенциальную во внутреннем электрическом поле преобразователя. Потенциальная энергия электронов во внешней цепи преобразуется в полезную работу. Не преобразованная в полезную работу теплота конденсации отводится в охлаждающее устройство при нижней температуре термодинамического цикла.

Классификация ТЭП отражает варианты реализации МЭЗ и электродов, а также механизмы переноса носителей тока через МЭЗ.

*Вакуумный ТЭП.* В МЭЗ высокий вакуум. Перенос электронов сопровождается образованием в МЭЗ пространственного заряда, ограничивающего плотность тока преобразователя.

*Цезиевый плазменный ТЭП с адсорбционными электродами* на основе тугоплавких металлов, является основным применяемым типом ТЭП (рис 5.2). МЭЗ заполнен парами цезия, поступающим из цезиевого термостата, и в нем образуется цезиевая плазма, что приводит к минимизации пространственного заряда, кроме узких (порядка 5 – 10 мкм — радиус Дебая плазмы) приэлектродных слоев. Адсорбция цезия на поверхности электродов приводит к снижению работы выхода электронов до оптимальных значений (эмиттера 2,6 – 2,8 эВ, коллектора элементов 1,4 – 1,7 эВ). Адсорбция и ионизация цезия позволяют реализовать в ТЭП рациональные значения плотности мощности.

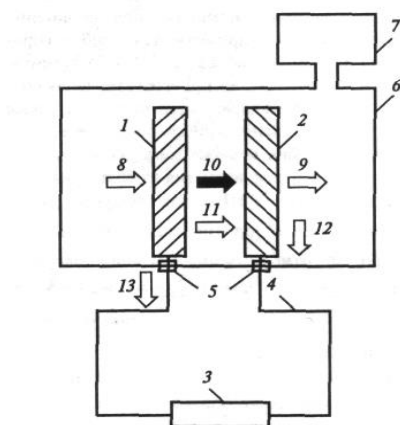


Рисунок 5.2 - Схема цезиевого ТЭП

1 — эмиттер; 2 — коллектор; 3 — нагрузка; 4 — подводящие провода; 5 — термовводы; 6 — герметичный корпус; 7 — цезиевый термостат; 8 — поток энергии от теплового источника; 9 — не преобразованная теплота; 10 — поток электронов и переносимая им энергия; 11 — поток энергии излучения; 12 — полезная работа во внешнюю цепь (электрический ток); 13 — утечки теплоты

В цезиевом ТЭП в зависимости от условий реализуются различные режимы работы: диффузионный, разрядный, квазивакуумный.

*Цезий-бариевые плазменные ТЭП.* МЭЗ заполняется смесью паров цезия и бария. Энергия связи при адсорбции бария на тугоплавких металлах больше, чем при адсорбции цезия. Вследствие этого барий удерживается на поверхности эмиттера и снижает его работу выхода электронов при более высокой температуре. Ионизация цезия обеспечивает компенсацию пространственного заряда. Эти ТЭП характеризуются более высокой плотностью мощности и КПД в диффузионном режиме при высокой температуре эмиттера (более 2300 К).

Электроды ТЭП изготавливаются из тугоплавких металлов, применяемых в настоящее время, как правило, в виде монокристаллов. Для улучшения прочностных свойств применяются слаболегированные монокристаллы (вольфрам + 1–1,5 % рения, молибден + 3 % ниобия и др.). Для изготовления коллекторов применяется чаще всего ниобий, а также молибден. Для улучшения свойств электродов, изготовленных из ниобия и молибдена, на их поверхность могут наноситься покрытия из вольфрама.

*КПД термоэмиссионного преобразователя,* как правило, значительно меньше КПД соответствующего идеального цикла Карно. Для оценки КПД может быть использована формула

$$\eta = JU / (q_e + q_r + q_\lambda) \quad , \quad (5.3)$$

где  $q_e$  — теплота, переносимая электронами;  $q_r$  — теплота, переносимая потоком энергии излучения;  $q_\lambda$  — теплота, переносимая теплопроводностью (через цезий) и через соединительные провода.

Две последние составляющие вычисляют по обычным соотношениям теплообмена потока энергии излучения и теплопроводности.

Расчеты реальных термоэмиссионных преобразователей и их систем выполняются с использованием достаточно сложных компьютерных программ.

*Технические проблемы ТЭП.* Основное направление использования ТЭП — источники энергии для космической техники. Однако не исключаются и другие специальные применения ТЭП. При этом ТЭП могут быть встроены в ядерные реакторы (реакторы «Топаз» и «Топаз-2»), где источником теплоты служит реакция деления ядер урана, или использоваться в сочетании с высокоточными концентраторами солнечной энергии.

При разработке реальных ТЭП важнейшими проблемами являются:

- создание электродов с определенной работой выхода, минимальной испаряемостью и малым сопротивлением;

- регулирование и поддержание необходимого вакуума и давления паров наполнителя. В настоящее время созданы удовлетворительно работающие источники пара цезия, пригодные для работы в условиях космоса на основе капиллярных структур, заполненных жидким цезием, и на основе соединений цезия с графитом;

- разработка коррозионно-стойкой оболочки корпуса ТЭП и надежного соединения различных частей преобразователя. Здесь основная роль принадлежит различным приемам соединения материалов с различающимися температурными коэффициентами (ниобий, электроизоляционная керамика ( $Al_2O_3$ ,  $Y_2O_3$ ), нержавеющая сталь);

- подвод к эмиттеру теплового потока  $10\div 40$  Вт/см и отвод его с коллектора ТЭП. В ядерном реакторе основной проблемой является совместимость эмиттера с ядерным топливом, в солнечных установках — создание ловушек-приемников энергии излучения Солнца, характеризующихся малыми потерями на обратное излучение. При отводе теплоты с коллектора главная проблема ТЭП с ядерным нагревом — радиационная и термоциклическая стойкость многослойной металлокерамической конструкции, отделяющей объем преобразователя от охладителя, в качестве которого обычно используют расплавленные щелочные металлы.

### **Контрольные вопросы**

1. Термоэлектрические генераторы и принцип их работы.
2. Материалы для термоэлектрических генераторов.
3. Термогенераторы на органическом топливе .
4. Радиоизотопные термоэлектродгенераторы и их типы.
5. Термоэмиссионные преобразователи и принцип их работы.
6. Виды термоэмиссионных преобразователей и их КПД.
7. Проблемы при разработке ТЭП.

### **Литература**

1. Электрохимические генераторы./ Н.С. Лидоренко, Г.Ф. Мучник – М.: Энергоиздат, 1982 – 48с. с ил.
2. Левенберг В.Д. Энергетические установки без топлива/. В. Д. Левенберг – Л. : 1987. – 104с.

## **Глава 6. ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

### **6.1. Общие сведения**

Все вещества при температуре выше абсолютного нуля имеют определенный запас теплоты, что теоретически дает возможность использовать ее. К таким веществам в первую очередь принадлежат воздух, почва, поверхностные и грунтовые воды. Запасы теплоты окружающей среды настолько большие, что если бы все электростанции мира работали на теплоте мирового океана, то только через 840 лет его температура снизилась бы на 1 °С. Однако низкий потенциал этой теплоты не дает возможность применить ее в энергоустановках для получения работы. Окружающая среда, как известно, в тепловой схеме энергоустановки является холодным источником теплоты.

К основным особенностям теплоты окружающей среды принадлежат ее огромные запасы, низкий потенциал, зависимость последней от времени года и суток, низкая плотность потоков. Эти особенности и определяют направления использования теплоты окружающей среды. Это в первую очередь отопление жилых и производственных помещений, получение горячей воды для хозяйственно-бытовых и технологических потребностей. С этой целью потенциал теплоты окружающей среды повышают в теплонасосных установках (ТНУ) благодаря работе, которая подводится извне.

Источниками низкопотенциального тепла на территории Украины, обеспечивающими энергетически эффективную и экономически целесообразную работу теплонасосных установок (ТНУ) являются:

а) естественные источники:

- грунтовая вода, сохраняющая в течение всего года постоянную температуру на уровне (+8 – +12) °С;
- подземный грунт на глубине от 2-х до 50 м при температуре (+10 – +14)°С;
- морская вода с минимальной температурой в зимний период до (+4 – +10)°С;
- солнечная энергия при использовании в течение всего года с сезонными и суточными аккумуляциями теплоты;
- наружный воздух с температурой в зимний период до (-5 – 8, вплоть до - 20 °С).

б) низкотемпературные вторичные энергоресурсы:

- сбросные промышленные низкотемпературные стоки и воздушные выбросы предприятий;

- сточные воды очистных сооружений городов и крупных населенных пунктов;
- тепло молока на молочно-товарных фермах и другие источники сельхозпроизводства.

Общедоступным источником низкопотенциальной теплоты является воздух, широко применяемый в малых ТНУ (квартирных, домовых). Однако низкие значения температуры воздуха, теплоемкости и коэффициента теплоотдачи не дают возможность достичь приемлемых показателей энергетической эффективности больших установок, в частности теплонасосных станций (ТНС), к испарителям которых нужно подводить большие тепловые потоки. Тем не менее, в последние годы разработаны тепловые насосы воздух – воздух и воздух – вода, обеспечивающие более высокие показатели нагрева теплоносителя, что обеспечивает комфортные условия в многоэтажных домах даже при температуре наружного воздуха до  $-24^{\circ}\text{C}$ . При этом коэффициент преобразования достигает 4,5 – 6, а в лучших конструкциях 8.

Очень выгодными являются такие установки на больших незамерзающих водоемах, таких как Черное и Каспийское моря в их средней и южной частях. На черноморском побережье Кавказа уже действуют ТНУ на морской воде, температура которой зимой в этом районе не опускается ниже  $8^{\circ}\text{C}$  (рис. 6.1). На черноморском побережье первые ТНУ были разработаны и испытаны Институтом теплофизики АН Украины еще в 50-х годах XX столетия. Их использовали для отопления и горячего водоснабжения одного из пансионатов.

Особенно эффективным является круглогодичное использование теплоты морской воды с температурой летом  $20 - 25^{\circ}\text{C}$  и выше для ТНУ горячего водоснабжения на южных курортах стран СНГ. Так, например, в восьми приморских городах, где проживает около 2 млн человек, можно построить ТНУ общей тепловой мощностью более чем 3000 МВт с использованием морской воды в качестве низкопотенциального источника теплоты.

Из-за сравнительно низкой температуры морской воды зимой ( $6 - 10^{\circ}\text{C}$ ) среднегодовой коэффициент трансформации теплоты может быть не более 3 – 4,5. Чтоб повысить экономическую эффективность ТНУ в южных городах, их целесообразно летом использовать не только для выработки теплоты на горячее водоснабжение, но и для выработки холода для кондиционирования воздуха. Важным фактором является и то, что, кроме морской воды в этих городах есть и другие источники низкопотенциальной теплоты. Например, в Сочи действуют водоочистительные сооружения

пропускной способностью 130 тыс. м<sup>3</sup> воды за сутки. Использование для ТНУ теплоты этой воды, которая имеет зимой более высокую температуру, чем морская вода, дает возможность повысить общую эффективность городских ТНС, применяя последние летом как холодильные установки.

Годовые колебания температуры морской воды в некоторых районах черного моря приведены на рис. 6.1.

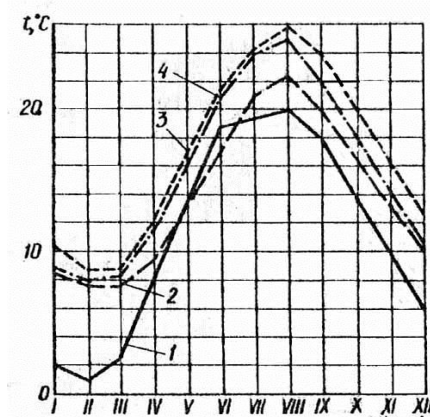


Рисунок 6.1 – Изменение температуры морской воды вблизи некоторых городов на побережье Черного моря на протяжении года:

1 – Одесса; 2 – Ялта; 3 – Батуми; 4 – Туапсе

Слабоминерализованные низкотемпературные геотермальные воды также могут быть источником теплоты для ТНУ. Это касается также и солнечной энергии в гелиоустановках.

Использование энергии окружающей среды пока еще экономически приемлемое лишь в ограниченных районах и для отдельной категории потребителей. Это, в первую очередь, южные районы Украины для покрытия низкотемпературного теплоснабжения в быту, сфере обслуживания населения. Особенную целесообразность и эффективность применения энергии окружающей среды приобретает для мелких потребителей и отдаленных районов, где есть электроэнергия, но отсутствующее топливо.

## 6.2. Типы теплонасосных установок и область их применения

Теплонасосные установки классифицируют по принципу работы и видам греющего теплоносителя. По принципу работы различают компрессионные (воздушные и парокомпрессорные), сорбционные (абсорбционные), а также струйные (эжекторные) ТНУ.

Парокомпрессорная ТНУ сравнительно с воздушной имеет приблизительно вдвое больше значение коэффициента трансформации



теплоты. Предельный коэффициент трансформации теплоты, при котором ТНУ по затратам топлива равноэкономична с местными котельными, составляет 2,5 (при КПД системы теплоснабжения и ТЭС соответственно 0,6 и 0,25). Такие значения коэффициента трансформации теплоты могут иметь только парокомпрессорные ТНУ. Чтобы ТНУ могла конкурировать с тепловой электроцентралью (ТЭЦ), ее коэффициент трансформации теплоты должен равняться 6 – 8.

С увеличением мощности ТНУ повышается также их эффективность. Это объясняется тем, что:

- увеличение концентрации и потребление энергии промышленными объектами ведет к непрерывному усилению мощных потоков низкопотенциальной теплоты;
- быстрый рост городов и промышленных центров с многоквартирной жилищной застройкой и высокой плотностью тепловой нагрузки нуждается в дальнейшем развитии систем централизованного теплоснабжения, источником которого, наряду с ТЭЦ, могут быть большие ТНУ;
- большие парокомпрессорные ТНУ являются потребителями-регуляторами нагрузки энергосистем, которые работают с повышенной мощностью в часы ночного провала графика электрической нагрузки и аккумулируют при этом теплоту в нагретой воде;
- важным является экологическое позитивное качество ТНУ: «фильтрация» тепловых загрязнений и вытеснение котельных с их вредными выбросами;
- удельные капитальные вложения в ТНУ заметно сокращаются при увеличении их единичной мощности.

По виду греющего и нагреваемого теплоносителей ТНУ бывают четырех основных типов: «воздух – воздух», «воздух – вода», «вода – воздух» и «вода – вода». Первое слово в этой классификации указывает на вид греющего источника, а второе – на рабочую среду, что должна выходить из ТНУ с повышенной температурой.

К ТНУ типа «воздуха – воздух» предъявляется одно существенное требование, присущее именно этому типу ТНУ: со снижением температуры окружающей среды наличное количество теплоты должно уменьшаться до уровня, при котором для обеспечения необходимой температуры внутри помещения нужно подводить дополнительное количество теплоты. Этот уровень называется балансовой точкой. Он может изменяться в зависимости от требований к температуре внутри помещения и размеров самой ТНУ, но в

большинстве случаев лежит в интервале температур окружающей среды от  $-3,9$  до  $-1,1^{\circ}\text{C}$ .

Теплонасосные установки типа «воздуха – вода» имеют аналогичные конструктивные особенности и рабочие характеристики, те же, что и ТНУ типа «воздуха – воздух»; при этом их основное отличие заключается в том, что здесь происходит передача теплоты от окружающей среды или технологического воздуха к жидкости.

Теплонасосные установки типа «вода – воздух» также являются агрегатами с обратным рабочим циклом. Они присоединяются к системам циркуляции воды замкнутого контура и лучше удовлетворяют техническим условиям эксплуатации, предусматривающим одновременную реализацию режимов отопления и охлаждения, как это нужно для некоторых производственных помещений, солнечная сторона которых имеет потребность охлаждаться, а теневая— отапливаться.

Теплонасосные установки типа «вода – вода» являются самыми распространенными в промышленности. В большинстве случаев они используются для технологических целей, хотя вполне допустимо их применение и для кондиционирования производственных помещений, и для получения горячей воды на хозяйственные бытовые потребности промышленных предприятий. Эти установки не имеют обратного рабочего цикла и поэтому всегда проектируются для заданных конкретных условий эксплуатации, причем при их изготовлении наблюдается тенденция к выпуску слишком больших блоков.

### **6.3. Эффективность систем теплоснабжения с теплонасосными установками**

В задачу расчета экономической эффективности систем теплоснабжения, использующих теплоту окружающей среды, входит выявление благоприятных сочетаний потоков низкопотенциальной теплоты и потребителей теплоты, а также определение границ экономической эффективности ТНУ и существующих источников.

Принципиальная тепловая схема и цикл ТНУ типа «вода – вода» показан на рис. 6.2.

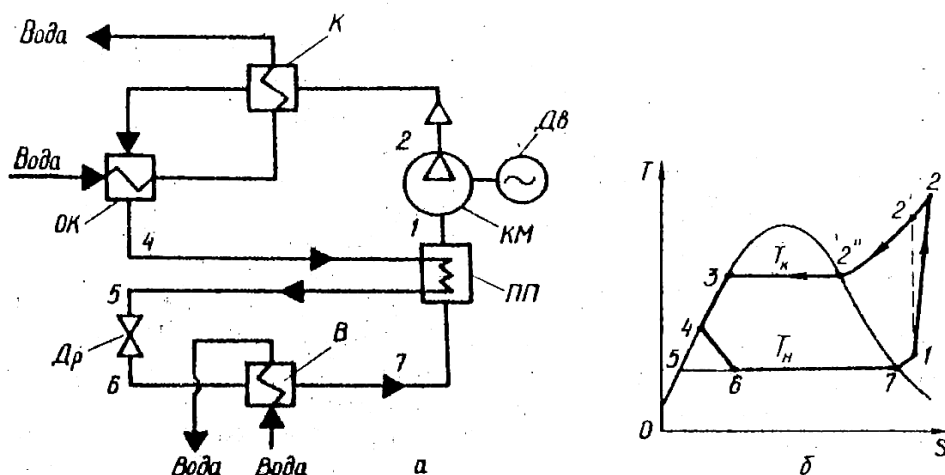


Рисунок 6.2 – Принципиальная тепловая схема парокomppressorной ТНУ (а) и ее процесс в T-S - диаграмме (б):

Дв – двигатель; ОК – охладитель конденсата рабочего тела; Др – дроссель; ПП – перегреватель пара рабочего тела; К – конденсатор; В – испаритель; КМ – компрессор.

Коэффициент трансформации теплоты или COP определяется выражением:

$$\varphi = (q_k + q_{o.k}) / l = (q_k + q_{o.k}) / N, \quad (6.1)$$

где  $q_k = h_2 - h_3$  – тепловой поток в конденсаторе;  $q_{o.k} = h_3 - h_4$  – тепловой поток в охладителе конденсата;  $N$  – электрическая мощность привода компрессора.

Зная характеристики ТНУ, можно определить ее энергетические показатели (максимальную теплопроизводительность, среднегодовой коэффициент трансформации теплоты и др.), провести сравнение ТНУ с другими источниками теплоты, в том числе с районными котельными и ТЭЦ по затратам топлива, а также выявить зоны экономической эффективности ТНУ.

Целесообразность применения ТНУ определяется экономической эффективностью капитальных вложений в ее сооружение. Согласно принятой методике технико-экономических расчетов, оптимальный вариант ТНУ выбирается по минимуму приведенных расходов, которые определяются для каждого из вариантов по формуле

$$B = E_H K + BB, \quad (6.2)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент эффективности дополнительных капитальных вложений,  $\text{год}^{-1}$  (его значение равняется  $0,15 \text{ год}^{-1}$ );  $K$  – капитальные вложения;  $B_B$  – эксплуатационные расходы.

Величина  $E_H K$  характеризует ту часть капитальных вложений, которая подлежит ежегодной компенсации за счет экономии в расходах производства.

Ежегодные эксплуатационные расходы состоят из условно постоянных и условно переменных. К первым принадлежат отчисления на амортизацию (включая реновацию) и текущий ремонт, затрату на заработную плату эксплуатационного персонала, общестанционные и другие расходы; ко вторым – расходы на топливо и электроэнергию.

Для определения приведенных расходов при вариантных расчетах ТНУ учитываются замыкающие расходы на топливо и электроэнергию, что характеризуют приведенные расходы с целью обеспечения дополнительной потребности в разных видах топлива и энергии по районам страны в определенные периоды времени.

Расчетный срок окупаемости дополнительных капитальных вложений при сравнении ТНУ и котельной можно вычислить по формуле

$$T_{OK} = (K_{THV} - K_K) / (B_K - B_{THV}). \quad (6.3)$$

Использование ТНУ будет эффективнее использования котельной, если расчетный срок окупаемости дополнительных капитальных вложений меньше нормативного.

Несмотря на большую экономию топлива, которую можно получить при замене котельных на ТНУ, внедряются они слишком медленно. Причин здесь несколько. Первая из них заключается в неблагоприятном для ТНУ соотношении цен на топливо и электроэнергию. Поскольку ТНУ потребляют электроэнергию, а экономится топливо (в результате вытеснения котельных), их экономическая эффективность тем выше, чем более дешевая электроэнергия и чем более дорогое топливо. Вторым, не менее важным недостатком ТНУ является их малая удельная теплопроизводительность, в результате чего они имеют плохие энергетические показатели. Самый важный фактор, который сдерживает распространение ТНУ, заключается в недостаточной эффективности, обусловленной большой необратимостью рабочего цикла. Даже у самой эффективной парокомпрессорной ТНУ эта необратимость достаточно высокая. Приближенное условие экономической эффективности ТНУ сравнительно с котельной можно записать в виде неравенства

$$\varphi_{\text{ср.год}} > (1-1,1)\xi_{\text{е.б}}/\xi_{\text{е}}, \quad (6.4)$$

где  $\xi$  – среднегодовой коэффициент трансформации теплоты ТНУ;  $\xi_{\text{е.б}}$  – замыкающие расходы на электроэнергию в базисной части графика нагрузки при количестве часов использования электрической мощности  $h_{\text{е}} = 6500 \text{ час/год}$ ;  $\xi_{\text{е}}$  – замыкающие затраты на топливо.

При низкой стоимости органического топлива конкурентноспособность ТНУ сравнительно с котельной достигается, если  $\varphi_{\text{ср.год}} = 4,5 - 5$ , а при повышении стоимости топлива, если  $\varphi_{\text{ср.год}} > 3,2 \div 3,5$ .

Необратимость процессов в испарителе и конденсаторе могла бы быть существенно уменьшена, если бы температура рабочего тела в процессе его испарения и конденсации изменялась. Этого можно достичь, если процессы испарения и конденсации теплоносителя проводить не в паровом объеме, а в потоке газа, который не сконденсировался.

Принцип работы ТНУ, реализующий неизотермические процессы испарения и конденсации рабочего тела, иллюстрирует ее тепловая схема, изображенная на рис. 6.3. Она состоит из испарителя 1 и расположенных на одном валу компрессора 2, турбины 3 и электродвигателя 4, а также из конденсатора 5 и регулировочного бака 6.

При работе ТНУ газовое рабочее тело низкого давления поступает в испаритель 1, куда с другой стороны в противоточном направлении подается жидкий теплоноситель, предварительно нагретый благодаря теплоте теплоотдатчика. При движении во встречных направлениях жидкой и газообразной фаз происходит увлажнение газового рабочего тела в результате испарения и охлаждения жидкого теплоносителя. Охлажденный до температуры мокрого термометра последний направляется в теплоотдатчик для нагрева, а парогазовая смесь, которая образовалась в испарителе 1, забирается компрессором 2, который приводится во вращение турбиной 3 и электродвигателем 4, сжимается, в результате чего ее потенциал и температура конденсации повышается.

Сжатая парогазовая смесь поступает в конденсатор 5, куда с другой стороны в противоточном направлении подается охлажденный жидкий теплоноситель от теплоприемника. При контакте их происходит конденсация пара из парогазовой смеси, в результате чего газовое рабочее тело высушивается, а жидкий теплоноситель нагревается. Высушенное таким образом рабочее тело направляется в турбину 3 и после расширения поступает в испаритель 1, а нагретый жидкий теплоноситель подается в теплоприемник, где его теплота передается потребителю.

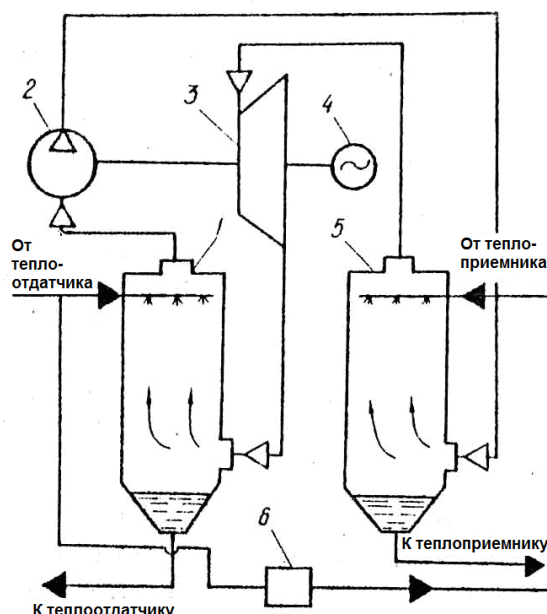


Рисунок 6.3 – Принципиальная тепловая схема турбокомпрессорной ТНУ

Процессы испарения и конденсации рабочего тела проходят при переменном парциальном давлении пара по длине испарителя и конденсатора, в результате чего температуры в этих процессах переменны. Испаритель 1 вместе с теплоотдатчиком образует контур теплоотвода, а конденсатор 5 вместе с теплоприемником - контур теплоподвода. Турбокомпрессорная ТНУ содержит газовое рабочее тело, поэтому она подобна воздушной ТНУ; но имеет и жидкое рабочее тело, испытывающее фазовые превращения, поэтому она подобна и пароконпрессорной ТНУ.

Сравнительно с воздушной ТНУ отличие заключается в том, что количество отобранной теплоты в теплоотдатчике и переданной теплоприемнику определяется не температурой газового рабочего тела в точках отбора и передачи теплоты, а его давлением. Благодаря этой особенности газовое рабочее тело используется не столько для передачи теплоты изменением собственного потенциала, а в основном, как среда для генерации пара из жидкого теплоносителя и перенесения его теплоты.

Сравнительно с пароконпрессорной ТНУ в турбокомпрессорной испарение и конденсация рабочего тела осуществляется в потоке рабочего тела, благодаря чему эти процессы удастся реализовать неизотермическими и уменьшить их необратимость. Кроме того, жидкий теплоноситель выходит из испарителя при температуре мокрого термометра, которая намного ниже температуры насыщения. Эта особенность, при других одинаковых условиях дает возможность получить более глубокое охлаждение жидкого

теплоносителя, и следовательно, использовать теплоноситель с более низкой температурой.

#### 6.4. Свойства и грунтов и способы размещения теплоприемников.

В зарубежной литературе существует несколько различных классификаций грунтов. В ниже приведенной табл. 6.1 используется данные известного американского справочника ASHRAE [3].

Таблица.6.1 – Сведения о свойствах грунтов

Классификация грунта по [3]		
Класс грунта	$\lambda$ , Вт/(м*°C)	Тип грунта
Очень низкая теплопроводность	<1	Легкая глина (15 % влажность)
Низкая теплопроводность	<1,5	Тяжелая глина (5 % влажность)
Нормальная теплопроводность	<2	Тяжелая глина (15 % влажность) Легкий песок (15 % влажность)
Высокая влажность	<2,5	Тяжелый песок (5 % влажность)
Очень высокая теплопроводность	>2,5	Тяжелый песок (15 % влажность)

В российских источниках нами обнаружены таблицы в СНиП 2.02.04-88 [4], на основе которых можно составить табл. 6.2 по определению теплопроводности талого грунта.

Таблица 6.2 –Теплопроводность грунтов

Классификация грунта по [4]		
Класс грунта	$\lambda$ , Вт/(м*°C)	Тип грунта
Очень низкая теплопроводность	<1	Заторфянные грунты и торфы
Низкая теплопроводность	<1,5	Суглинки и глины, супесь пылеватая, легкая супесь пылеватая
Нормальная теплопроводность	<2	Тяжелая супесь пылеватая Легкий песок
Высокая влажность	<2,5	Тяжелый песок (5 % влажность)
Очень высокая теплопроводность	>2,5	Тяжелый песок (15 % влажность)

Из сравнения таблиц 6.1 и 6.2 видно, что значения из разных источников достаточно близки. Для точного определения теплопроводности грунтов необходимо проводить исследования теплопроводности в месте предполагаемого строительства. Следует отметить, что теплопроводность

грунта не является величиной постоянной в течение года. Она зависит от влажности, агрегатного состояния влаги в грунте и температуры. Причем особенно сильно влажность меняется при замерзании грунта. Данные [4] говорят о том, что теплопроводность мерзлых грунтов составляет:

$$\lambda_t = \lambda_0 (1,05-2,1) t.$$

В качестве примера изменения температуры грунта представлен рис.6.4 [1]. Значение количества радиогенной теплоты составляет (для зоны Центральной Европы) 0,05–0,12 Вт/м<sup>2</sup> [2]. Если оно не известно, то обычно принимается 0,1 Вт/м<sup>2</sup>.

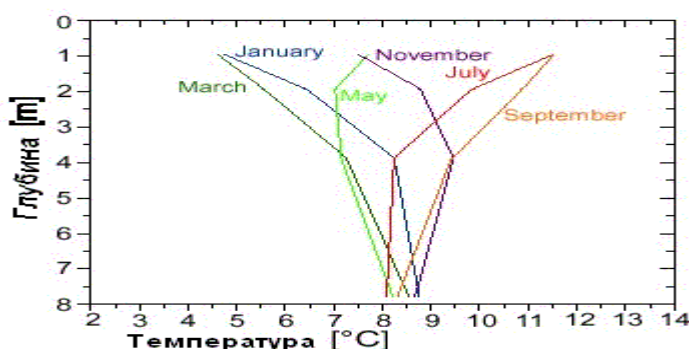


Рис. 6.4. Распределение температур грунта по глубине

Существует два основных способа отбора геотермального тепла – с помощью открытых и закрытых контуров. Под открытым контуром понимают использование теплоты грунтовых вод, предусматривающих доставку этих вод на поверхность, использование их теплоты и возврат в пласт. Под закрытым контуром понимают использование теплоты грунта с помощью промежуточных теплообменников и теплоносителей. В свою очередь системы с закрытыми контурами различают по типу теплообменников – горизонтальные (рис.6.5 а) и вертикальные (рис.6.5 б). Устройство закрытых контуров с вертикальными теплообменниками дороже, чем с горизонтальными. В тоже время контуры с горизонтальными теплообменниками занимают большие площади, что может оказаться в некоторых случаях весьма критичным условием. Трубы горизонтальных теплообменников размещают в траншеях. Размещение труб в траншее показано на рис.6.7. Размещение труб в траншее обычно выполняется двумя основными способами: прямые и свитые в спираль трубы.

Теплоотдача от грунта зависит от его свойств. При вертикальном размещении в скважинах теплоотдача несколько выше. Средние значения коэффициента теплопередачи от грунта к теплоносителю представлены в таблице 6.3.



Таблица 6.3 – Теплосъем с 1 п.м. трубы в зависимости от грунта

Вид породы	Теплосъем, Вт/м
Сухие осадочные породы	20
Сухой песок, гравий	25
Влажный песок	35-40
Каменистая почва, насыщенная водой, влажная глина	40-50
Известняк	50-60
Гранит	60-80
Грунтовые воды	80-100

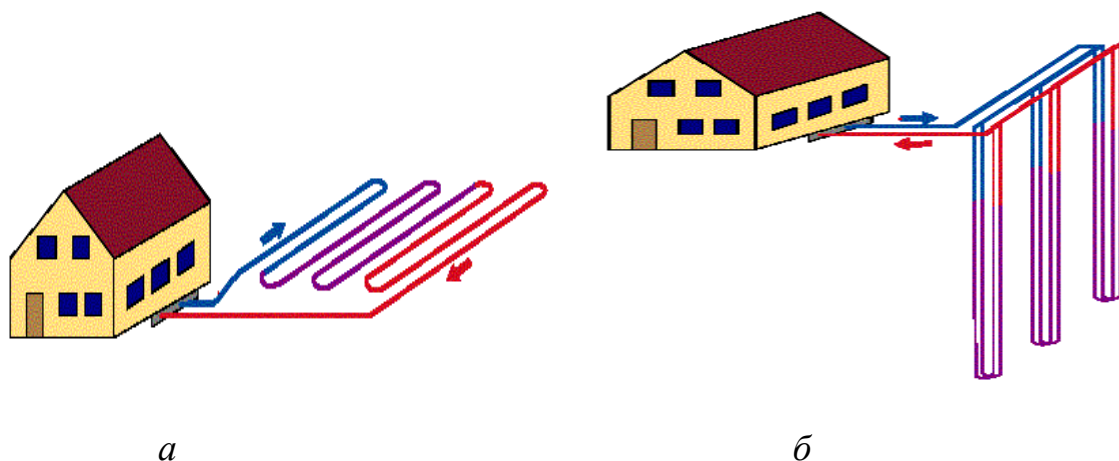


Рисунок 6.5 – Размещение теплоприемников:  
а – горизонтальное размещение б – вертикальное размещение



Рисунок 6.6 – Размещение труб в зависимости от зоны промерзания и теплоносителя.

## **Методика выбора ТНУ**

Основная задача при применении теплового насоса – определение необходимой мощности.

1. Определяем число часов максимума тепловой нагрузки:

$$t_{\max} = Q_{\text{год}} / Q_{\max} \quad (6.5)$$

где:  $Q_{\text{год}}$  – суммарный годовой расход тепловой энергии, Дж,  $Q_{\max}$  – максимальная тепловая нагрузка, Вт.

Коэффициент загрузки определяется выражением:

$$K_{\text{загр}} = t_{\max} / t_{\text{год}} \quad (6.5)$$

где:  $t_{\max}$  – число часов использования максимума,  $t_{\text{год}}$  – число часов работы насоса.

Согласно рекомендациям литературы расчетная мощность ТНУ определяется выражением:

$$Q_{\text{ТН}} = 2 \cdot Q_{\max} \cdot K_{\text{загр}}. \quad (6.6)$$

Мощность грунтового теплообменника определяется выражением:

$$Q_{\text{ГТ}} = Q_{\text{ТН}} \cdot (\text{COP} - 1) / \text{COP} \quad (6.7)$$

где:  $Q_{\text{ТН}}$  – теплопроизводительность теплового насоса, Вт,

Длина тепловоспринимающих труб зависит от многих факторов: коэффициента, учитывающего число труб в траншее, коэффициента, учитывающего расстояние между траншеями (при расстоянии более 2м –  $K_{\text{тран}}=1$ , температуры грунта и температуры теплоносителя, теплофизических свойств грунта, диаметра труб и их материала). Пример расчета Приложение В.

## **Контрольные вопросы**

1. Источники низкопотенциальной тепловой энергии
2. Типы тепловых насосов
3. Принципиальная схема и термодинамический цикл работы ТНУ
4. Основная характеристика ТНУ
5. Оценка экономической эффективности применения ТНУ

6. Влияние характеристика грунтов на эффективность ТНУ
7. Турбокомпрессорный ТНУ и особенность его работы
8. Методы размещения теплоприемников

### **Литература**

1. Sanner B. Description of ground source types for the heat pump . – Режим доступа [www.geothermie.de/ueb\\_seiten/ub\\_sanner.htm](http://www.geothermie.de/ueb_seiten/ub_sanner.htm)
2. Sanner B. Ground Heat Sources for Heat Pumps (classification, characteristics, advantages) Режим доступа – [www.geothermie.de/ueb\\_seiten/ub\\_sanner.htm](http://www.geothermie.de/ueb_seiten/ub_sanner.htm)
3. ASHRAE Handbook. 1999 HVAC Application. Chapter 31. Energy resources.
4. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты вечномёрзлых грунтов.
5. Commercial Earth Energy Systems:aBuyersGuide.-Her Majesty the Queen in Right of Canada , 2002
6. Closed Loop Ground-Coupled Heat Pumps - HPC-IFS2, January, 2002
7. Волов Г.Я. Использование тепловых насосов в теплоснабжении и горячем водоснабжении./ Г. Я. Волов , К. Л. Кочепасов . – Энергия и менеджмент, 2002, NN 2 и 3.
8. Волов Г.Я. Внедрение имитационного моделирования в инженерную практику (программа МОДЭН, версия 2,0) / Г.Я. Волов – Энергия и менеджмент, 2001. – N 2. – с. 30-33.
9. Денисова А. Е. Моделирование тепловых процессов в грунтовой тепловой трубе теплонасосной системы тепло- и хладоснабжения / А. Е. Денисова, А. В. Мармусевич // Труды Одесского политехнического университета. – Вып. 1(25). – Одесса, 2006. – с. 65-69.
10. Костиков А. О. Влияние теплового состояния грунта на эффективность теплонасосной установки с грунтовым теплообменником / А. О. Костиков, Д. Х. Харлампиди // Энергетика: економіка, технології, екологія. – № 1 (24). – 2009. – с. 32 – 40.

## Глава 7. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

### 7.1. Водород на Земле

Водород – один из наиболее распространенных элементов на Земле. В земной коре из каждых 100 атомов 17 – атомы водорода. Он составляет примерно 0,88 % от массы земного шара (включая атмосферу, литосферу и гидросферу). Если вспомнить, что воды на земной поверхности более  $1,39 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$  и что массовая доля водорода в воде составляет 11,19 %, то становится ясно, что сырья для получения водорода на Земле неограниченное количество. Водород входит в состав нефти (10,9 – 13,8 %), древесины (6 %), угля (бурый уголь – 5,5 %), природного газа (25,13 %). Водород входит в состав всех животных и растительных организмов. Он содержится и в вулканических газах. Основная масса водорода попадает в атмосферу в результате биологических процессов. При разложении в анаэробных условиях миллиардов тонн растительных остатков в воздух выделяется значительное количество водорода. Этот водород в атмосфере быстро рассеивается и диффундирует в верхние слои атмосферы. Имея малую массу, молекулы водорода обладают высокой скоростью диффузионного движения (она близка ко второй космической скорости) и, попадая в верхние слои атмосферы, могут улететь в космическое пространство. Концентрация водорода в верхних слоях атмосферы составляет  $1 \cdot 10^{-4} \text{ %}$ .

Водород может быть использован в качестве топлива во многих химических и металлургических процессах, а также как топливо или в виде добавок к моторным топливам для авиации и автотранспорта. Учитывая экологическую безопасность водорода, поскольку продуктом его сгорания является вода, и высокое значение низшей теплоты сгорания (142868 кДж/кг), он как топливо, имеет большую перспективу. В тоже время водород является сырьем для ряда важнейших химических синтезов (аммиака, метанола, гидразина), для получения синтетических углеводов. Таким образом, водород является универсальным источником энергии.

Под водородной технологией подразумевается совокупность промышленных методов и средств для получения, транспортировки и хранения водорода, а также средств и методов его безопасного использования на основе неисчерпаемых источников сырья и энергии.

Переход на водородную технологию и использование воды в качестве единственного источника сырья для получения водорода не может изменить не только водный баланса планеты, но и водный баланс отдельных её регионов. Так, годовая энергетическая потребность такой

высокоиндустриальной страны, как ФРГ, может быть обеспечена за счёт водорода, полученного из такого количества воды, которое соответствует 1,5 % среднего стока реки Рейн (2180 л воды дают 1 т у. т в виде H<sub>2</sub>). Отметим попутно, что на наших глазах становится реальной одна из гениальных догадок великого фантаста Жюль Верна, который устами героя романа «Таинственный остров» (гл. XVII) заявляет: «Вода – это уголь будущих веков».

## **7.2. Методы получения водорода**

В распоряжении современных технологов имеются сотни технических методов получения водородного топлива, углеводородных газов, жидких углеводородов, воды. Выбор того или иного метода диктуется экономическими соображениями, наличием соответствующих сырьевых и энергетических ресурсов. В разных странах могут быть различные ситуации. Например, в странах, где имеется дешёвая избыточная электроэнергия, вырабатываемая на гидроэлектростанциях, можно получать водород электролизом воды (Норвегия); где много твердого топлива и дорогие углеводороды, можно получать водород газификацией твёрдого топлива (Китай); где дешёвая нефть, можно получать водород из жидких углеводородов (Ближний Восток). Однако больше всего водорода получают в настоящее время из углеводородных газов конверсией метана и его гомологов (США, Россия).

### **7.2.1. Паровая конверсия метана**

В процессе конверсии метана водяным паром, диоксидом углерода, кислородом и оксида углерода водяным паром протекают следующие каталитические реакции, приведенные ниже. Рассмотрим процесс получения водорода конверсией природного газа (метана).

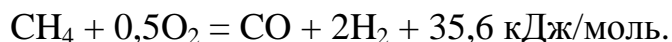
Получение водорода осуществляется в три стадии. Первая стадия – конверсия метана в трубчатой печи:



или



Вторая стадия связана с доконверсией остаточного метана первой стадии кислородом воздуха и введением в газовую смесь азота, если водород используется для синтеза аммиака. (Если получается чистый водород, второй стадии принципиально может и не быть).



И, наконец, третья стадия - конверсия оксида углерода водяным паром:



Для всех указанных стадий требуется водяной пар, а для первой стадии – много тепла, поэтому процесс в энерготехнологическом плане проводится таким образом, чтобы трубчатые печи снаружи обогревались сжигаемым в печах метаном, а остаточное тепло дымовых газов использовалось для получения водяного пара.

Рассмотрим, как это происходит в промышленных условиях. Природный газ, содержащий в основном метан, предварительно очищают от серы, которая является ядом для катализатора конверсии, подогревают до температуры 350 – 370 °С и под давлением 4,15 – 4,2 МПа смешивают с водяным паром в соотношении объёмов пар : газ = 3,0 : 4,0. Давление газа перед трубчатой печью и точное соотношение пар – газ поддерживаются автоматическими регуляторами.

Образующаяся парогазовая смесь при 350 – 370°С поступает в подогреватель, где за счёт дымовых газов нагревается до 510 – 525 °С. Затем парогазовую смесь направляют на первую ступень конверсии метана – в трубчатую печь, в которой она равномерно распределяется по вертикально расположенным реакционным трубам. Температура конвертированного газа на выходе из реакционных труб достигает 790 – 820 °С. Остаточное содержание метана после трубчатой печи 9 – 11 % (объём.). Трубы заполнены катализатором. Типичным катализатором трубчатой конверсии является катализатор, полученный смешением в определённых пропорциях оксидов алюминия, бария, кальций-алюминатного цемента с раствором солей никеля. Полученную шихту таблетуют, таблетки после твердения прокаливают при 380 °С.

После реакционных труб конвертированная парогазовая смесь попадает в шахтный конвертор метана второй ступени. Здесь на никелевом катализаторе происходит кислородная конверсия остаточного метана. Температура конвертированного газа на выходе из реактора второй ступени достигает 990

–1000 °С, остаточное содержание метана в конвертированном газе составляет 0,35 – 0,55 % (объём.).

После двухступенчатой конверсии метана, если водород предназначен для синтеза аммиака, в конвертированном газе кроме водорода (57 %) и азота (22,4 %) содержатся оксид углерода 13,4 % и диоксид углерода 7,7 % (объём.).

Оксид углерода далее превращается в водород и диоксид углерода в системе паровой конверсии. Паровая конверсия оксида углерода до водорода проводится в две ступени. Первая ступень конверсии осуществляется при температуре 330 – 400 °С на железо-хромовом катализаторе, при этом на выходе из конвертора первой ступени содержание оксида углерода в конвертированном газе падает до 3,3 % (объём.), и с таким содержанием оксида углерода газ, пройдя через испаритель поступает во вторую, низкотемпературную ступень конверсии. Здесь на низкотемпературном катализаторе конверсии, содержащем оксидные соединения меди, цинка, алюминия, хрома, при температуре 190 – 210 °С происходит доконверсия остаточного оксида углерода до его содержания на выходе из конвертора 0,4 – 0,5 %. Далее газ поступает на очистку углерода различного рода поглотителями. Так в промышленных условиях получают чистый водород и азото-водородную смесь.

### **7.2.2. Электролиз воды**

Наиболее распространенным и глубоко исследованным электрохимическим методом получения водорода является электролиз. Он позволяет получать газ чистотой до 99,9 % и может быть экономически выгоден при невысокой стоимости электроэнергии. Поэтому метод широко применяется в странах, обладающих внушительными гидроресурсами. Самые крупные электрохимические комплексы расположены в Канаде, Египте, Индии, Норвегии, кроме того работает множество мелких электролизеров во многих странах. Это наиболее универсальный метод в отношении применения первичных источников энергии. Развитие атомной энергетики удешевляет электричество, следовательно, может повлечь за собой расцвет электролиза воды. Электролиз имеет ряд преимуществ перед другими методами получения водорода:

- высокая чистота продукта – до 99.9 %
- простота и непрерывность технологического процесса, возможность автоматизации, отсутствие подвижных частей в электролизере
- получение ценных отходов – кислорода и тяжелой воды
- дешевое сырье – вода

- продолжительный срок эксплуатации электролизеров (минимум 10 лет). Принципиальная схема работы электролизера представлена на рис 7.1.

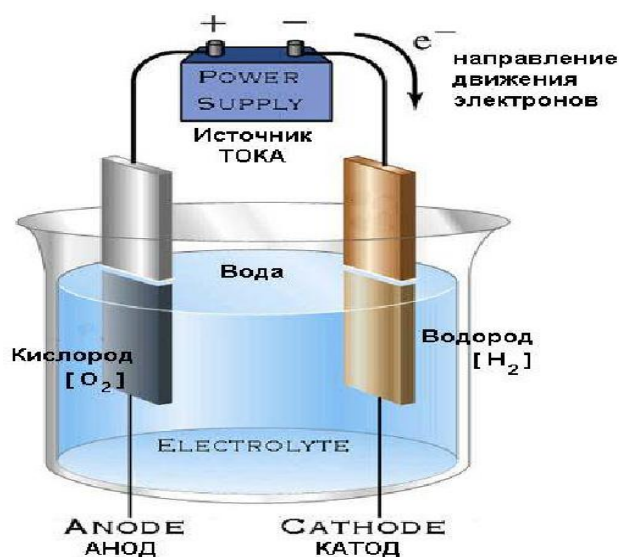


Рисунок 7.1 – Принципиальная схема работы электролизера

В водном растворе электролита создается постоянный ток, который имеет напряжение выше напряжения разложения воды. Туда погружены два электрода, на аноде выделяется кислород, а на катоде – водород, в отношении 1:2. Сейчас почти во всех электролизерах используется водный раствор на основе гидроксидов калия и натрия, с концентрацией 350 – 400 г/л. Получение водорода на основе **водно-щелочного электролиза** под давлением, с использованием дешевой электроэнергии, вырабатываемой в ночное время атомной электростанцией, значительно удешевляет затраты. При этом расход электроэнергии на получение 1 м<sup>3</sup> H<sub>2</sub> составляет 4,3 – 4,7 кВт·ч (по обычному способу 5,1 – 5,6 кВт·ч), напряжение на ячейке 1,7 – 2,0 В при плотности тока 3÷5 кА/м<sup>2</sup> и давлении в электролизёре до 3 МПа. Полученный таким способом водород, может направляться на нужды промышленности, либо использоваться как топливо на электростанции для выработки дополнительной электроэнергии в дневное время. Существуют также электролизеры с твердыми высокополимерными электролитами, нанесенными на мембраны – носители.

Использование твердых электролитов на основе твердых полимеров позволяет значительно сократить расстояние между электродами в ячейке (до 250 мкм), в результате чего в несколько раз повышается плотность тока без увеличения напряжения на ячейке электролизера. В качестве электролита при твердополимерном электролизе можно использовать пленку из сульфидированного фторопласта-4. При этом температура процесса



составляет 150 °С, достижимый КПД электролизёра 90 %, расход электроэнергии на получение 1 м<sup>3</sup> Н<sub>2</sub> – 3,5 кВт·ч.

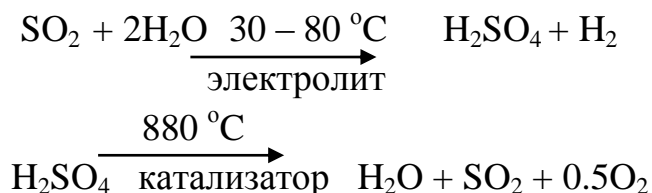
Наиболее перспективен высокотемпературный электролиз с использованием тепла от реактора, при этом электролитом служит керамика из оксида циркония ZrO<sub>2</sub> с добавками оксидов других металлов (например, Va<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, CaO, Sc<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). Температура процесса существенно повышается до 800–1000 °С, а достижимый уровень расхода электроэнергии на получение 1 м<sup>3</sup> Н<sub>2</sub> при плотностях тока 3–10 кА/м<sup>2</sup> составляет – 2,5 кВт·ч.

Для нужд водородной энергетики в будущем предполагается усовершенствовать традиционные методы и разработать новые, нетрадиционные, используя ядерную и солнечную энергию.

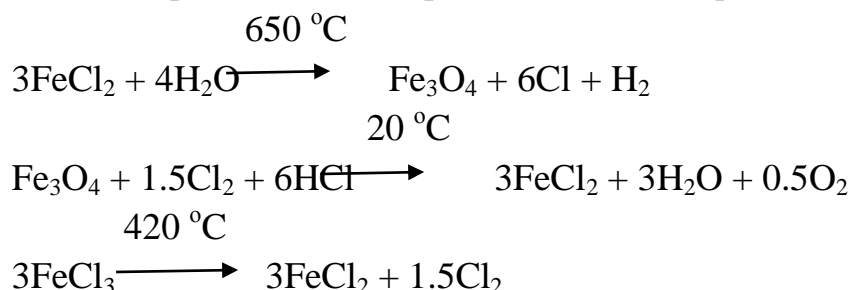
### 7.2.3. Термохимические способы

Данные способы получения водорода представляют собой совокупность последовательных химических реакций, приводящих к разложению исходного водородсодержащего сырья – воды – при более низкой температуре, чем та, которая требуется для термической диссоциации. Так, степень термической диссоциации воды при 2483 °С составляет 11,1 %. В этих циклах все компоненты системы, кроме водородсодержащего сырья, регенерируются. Ниже приводятся примеры термохимических циклов разложения воды.

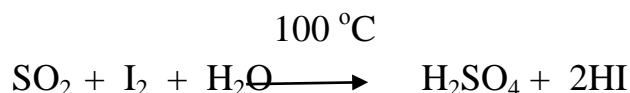
*Серноокислотный метод* – проходит по следующим реакциям:

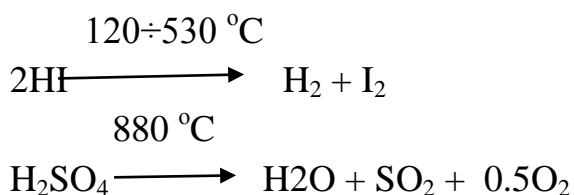


*Железо-серный метод* – проходит по таким реакциям:

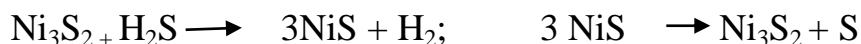


*Иод - серный метод* – проходит по таким реакциям:





*Сероводородные термохимические циклы осуществляются по реакциям:*



При использовании сероводорода ( $\text{H}_2\text{S}$ ) вместо воды снижаются затраты энергии на получение водорода, т.к. энергия связи Н - S в сероводороде значительно меньше энергии связи Н - О в воде, и кроме водорода образуется сера – важное химическое сырье.

*Из плазмохимических методов* получения водорода наиболее перспективен двухстадийный углекислотный цикл, включающий:

1) диссоциацию углекислоты ( $2\text{CO}_2 \rightarrow 2\text{CO} + \text{O}_2$ ), осуществляемую в плазмотроне с эффективностью до 75-80 %;

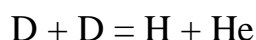
2) последующую конверсию CO водяным паром ( $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$ ), после которой образовавшийся  $\text{CO}_2$  возвращается в плазмотрон.

К другим перспективным методам получения водорода относится *радиолиз воды* и водных растворов  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , HCl, HBr,  $\text{H}_2\text{S}$ , AgCl и др. под действием ядерного излучения (жесткого, нейтронного). Наиболее мощные источники такого излучения – ядерные реакторы. Для развития этого метода необходимо создать источники ядерного излучения с высокой энергонапряженностью, разработать системы, способные поглощать реагирующей средой более 50 % энергии излучения и использовать ее с радиационным выходом более 10 молекул водорода на 100 эВ.

Исследуются также и фотохимические методы получения водорода с использованием солнечной энергии. Осуществлен *фотоэлектролиз воды* (с раздельным получением  $\text{H}_2$  и  $\text{O}_2$ ); метод будет представлять практический интерес, если его КПД достигнет 10–12 % (пока он составляет около 3 %).

Другим интересным способом получения водорода является *биофотолиз воды*. Биофотолиз воды основан на том, что некоторые микроорганизмы и микроводоросли (например, хлорелла), поглощающие солнечную энергию, способны разлагать воду с выделением водорода. Однако КПД трансформации солнечной энергии такими микроорганизмами очень низок – примерно 8 %.

В последнее время как альтернативу водородной энергетики предлагается использовать *тяжёлую воду*. В ходе ядерной реакции двух атомов дейтерия образуется водород и гелий:



В такой реакции неприменим закон сохранения массы, каким пользуется обычная химия; в результате реакции получается недостача:

$$(2 \times 2,014 - 1,008 - 3,016) \text{ г} = 0,004 \text{ г}$$

Она означает, что если бы удалось найти условия, при которых может протекать реакция между двумя молями тяжелого водорода, то, согласно уравнению Эйнштейна:  $E=mc^2$  можно было бы получить энергию:

$$0,00433 \cdot (3,0 \cdot 10^{10}) \cdot 2 \text{ эрг} = 3,9 \cdot 10^{18} \text{ эрг} = 3,9 \cdot 10^{11} \text{ Дж.}$$

В наше время, чтобы получить такую энергию, приходится сжигать 14 т угля. Между тем в соответствии с уравнением ядерной реакции такую энергию можно получить при затрате всего лишь двух молей дейтерия, которые содержатся в одном моле тяжелой воды. Следовательно, простой воды для этого потребуется:

$$6700 \cdot 18/1000 \text{ кг} = 120,6 \text{ кг или } 120 \text{ л.}$$

*Значит, из одного литра обычной воды можно добыть больше энергии, чем из ста килограммов высококачественного угля. А запасы воды на нашей Земле огромны.*

Однако, некоторые учёные считают, что решение энергетических проблем за счёт водородного топлива — это тупиковый и опасный путь. Поскольку, освобождаясь от загрязнения среды обитания продуктами горения углеводородного топлива, человечество приобретает достаточно мощный и непредсказуемый «продукт», который может послужить источником глобальной катастрофы. В этой связи представляется перспективным открытие электрофизического эффекта интенсивного «холодного» испарения и диссоциации жидкостей и водных растворов в топливные газы вообще без затрат электроэнергии — высоковольтный капиллярный электроосмос, предложенный профессором В. Д. Дудашевым (Приложение В).

### **Контрольные вопросы**

1. Водород в природе и пути его использования
2. Получение водорода методом конверсии
3. Метод электролиза воды
4. Термохимические методы получения водорода
5. Плазмохимические и другие перспективные методы получения водорода.
6. Использование водорода в качестве топлива. Преимущества и недостатки

### **Литература**

1. Дудышев В.Д. Растения – природные ионные насосы/ В. Д. Дудашев// журнал Юный техник. – 1988. – №1.
2. Дудышев В.Д. Новая электроогневая технология– эффективный путь решения энергетических и экологических проблем/ В. Д. Дудашев// – журнал Экология и промышленность России. – 1997. – №3.
3. Термическое получение водорода из воды//Химическая энциклопедия, – т.1, М., 1988г. – с.401.
4. Г.Луццейкин. Полимерные электреты/Г. Луццейкин М.: – Химия. – 1986г.
5. Химическая энциклопедия: т.1. – М., 1988г.

## Глава 8. Биоэнергетика

*Биоэнергетика* — производство энергии из биотоплива различных видов. Название данной отрасли произошло от английского слова **bioenergy**, которое давно используется как энергетический термин. Биоэнергетикой считается производство энергии как из твердых видов биотоплива (щепа, гранулы (пеллеты) из древесины, лузги, соломы и т. п., брикеты), так и биогаза, и жидкого биотоплива различного происхождения. Понятие *биоэнергетика* применяется как в электроэнергетике, так и в теплоэнергетике и совместном производстве тепла и электричества.

### 8.1. Энергетический потенциал биомассы в Украине

Показатели энергетического потенциала биомассы в Украине отличаются от потенциала других возобновляемых источников энергии тем, что, кроме климатометеорологических условий, энергетический потенциал биомассы в стране в значительной мере зависит от многих других факторов, в первую очередь от уровня хозяйственной деятельности.

Энергетический потенциал биомассы представлен такими ее составными — энергетическим потенциалом животноводческой и растительной сельскохозяйственной биомассы и энергетическим потенциалом отходов леса.

На рис. 8.1 и табл.8.1 представлен потенциал животноводческой, а на рис.8.2 и в табл.8.2 растительной сельскохозяйственной биомассы.



Рисунок 8.1 — Потенциал животноводческой сельскохозяйственной биомассы в Украине

Таблица 8.1 – Суммарный годовой потенциал животноводческой сельскохозяйственной биомассы в Украине

№ п/п	Области	Количество перегноя, млн. т/год	Выход биогаза, млн. м <sup>3</sup> /год.	Замещения орг. топлива, т у.т./год
1	Винницкая	17,9	891	713
2	Волынская	11,0	527	422
3	Днепропетровская	0,8	110	880
4	Донецкая	15,3	794	635
5	Житомирская	15,1	725	580
6	Закарпатская	4,7	243	194
7	Запорожская	15,4	771	617
8	Ивано-Франковская	7,3	358	287
9	Киевская	16,8	864	692
10	Кировоградская	11,8	589	471
11	Луганская	11,4	557	454
12	Львовская	13,5	665	532
13	Николаевская	10,5	518	414
14	Одесская	14,1	733	587
15	Полтавская	17,5	868	694
16	Ровенская	10,4	498	398
17	Сумская	13,0	640	512
18	Тернопольская	11,6	561	449
19	Харьковская	18,1	906	725
20	Херсонская	12,7	627	501
21	Хмельницкая	16,5	790	632
22	Черкасская	13,6	682	545
23	Черновицкая	6,1	304	243
24	Черниговская	17,7	856	685
25	АР Крым	12,3	639	511
	Всего	335,1	16706	13373

Теплотворная способность сжигания 1 т сухого вещества соломы эквивалентна 415 кг сырой нефти, теплотворность 1 кг пшеничной соломы и сухих кукурузных стеблей равна 15,5 МДж, соевой соломы - 14,9 , рисовой шелухи - 14,3, подсолнечной лузги - 17, 2 МДж. По этому показателю растительные отходы полеводства приближаются к дровам - 14,6-15,9 МДж/кг и превосходят бурый уголь - 12,5 МДж/кг. Правильная подготовка растительной биомассы и технология ее сжигания не только позволяют заместить углеводородные ископаемые топлива, но и снижают экологическую нагрузку. Зеленая масса поглощает CO<sub>2</sub> в период роста, а при сжигании соответственно столько же и выделяет. Тем самым обеспечивая фактически нулевой баланс по выбросам CO<sub>2</sub> в атмосферу.

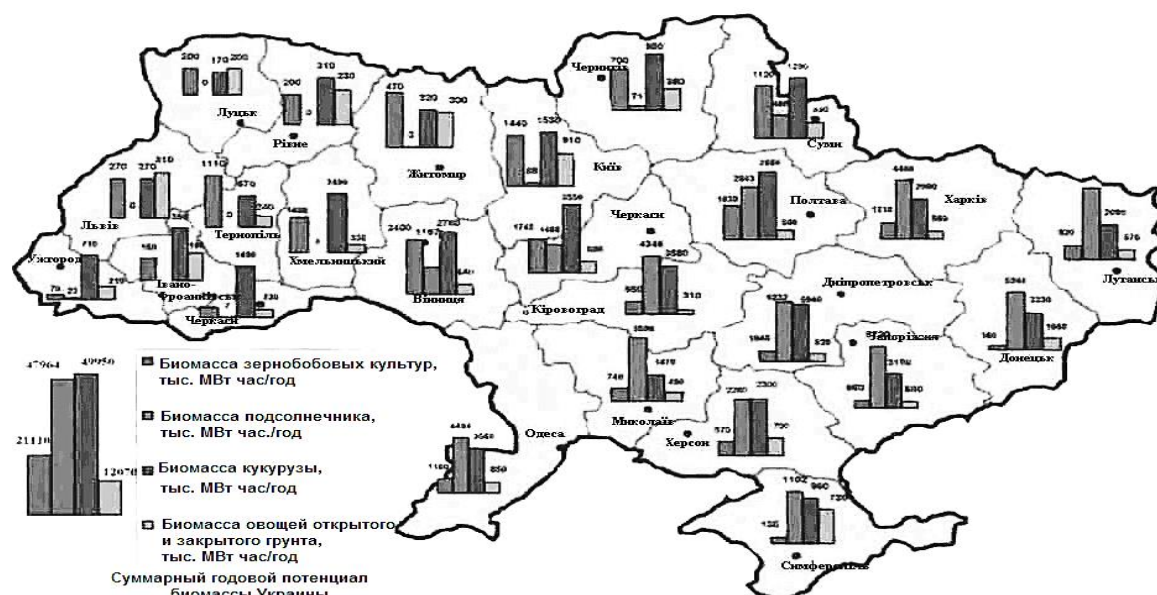


Рисунок 8.2 – Потенциал сельскохозяйственной растительной биомассы

Таблица 10.2 - Потенциал растительной сельскохозяйственной биомассы в Украине

№ п/п	Области	Биомасса зерно-бобовых культур, тыс МВт·ч/год	Биомасса подсолнуха, тыс МВт·ч/год	Растительные отходы кукурузы, тыс МВт·ч/год	Растительные отходы овощей открытого и закрытого грунта, тыс МВт·ч/год
1	Винницкая	2400	1197	2780	440
2	Волинская	200	0	170	200
3	Днепропетровская	1040	6232	5940	820
4	Донецкая	360	5244	3330	1060
5	Житомирская	470	3	320	300
6	Закарпатская	70	23	710	210
7	Запорожская	660	5720	3180	580
8	Ивано-Франк.	150	0	360	190
9	Киевская	1140	88	1530	910
10	Кировоградская	950	4346	3580	310
11	Луганская	820	4320	2090	570
12	Львовская	270	0	270	310
13	Николаевская	740	3598	1470	490
14	Одесская	1160	4484	3560	850
15	Полтавская	1830	2843	3660	500
16	Ровенская	200	0	310	230
17	Сумская	1120	488	1290	330
18	Тернопольская	1110	0	670	240
19	Харьковская	1210	4466	2990	580
20	Херсонская	570	2260	2300	700
21	Хмельницкая	1480	6	2490	330
22	Черкасская	1740	1466	3550	600
23	Черновицкая	290	7	1490	230
24	Черниговская	700	71	950	360
25	АР Крым	130	1102	960	730
	Всего	21110	47964	49950	12070

## **8.2. Технологии переработки биомассы**

Основными технологиями переработки биомассы, которые можно рекомендовать к широкому внедрению в данное время есть:

- прямое сжигание;
- газификация;
- анаэробная ферментация с образованием биогаза;
- производство спиртов и масел для получения моторного топлива.

При обосновании внедрения биоэнергетических технологий обеспечение охраны окружающей среды обеззараживанием отходов биомассы часто занимает первое место. В процессе переработки животноводческих отходов и городских сточных вод, кроме обезвреживания опасной микрофлоры (гельминтов и семян бурьянов, которые попадают в грунт и поверхностные и подземные воды), устраняется загрязнение воздуха в зонах их накопления.

Большие возможности в собственном энергообеспечении сельскохозяйственных предприятий и экономии ТЭР заложены в использовании энергии отходов сельхозпроизводства и растительной биомассы. В сельскохозяйственном производстве в качестве источников тепла можно применять любые растительные отходы, непригодные для использования по прямому назначению или не нашедшие иного хозяйственного применения.

При переработке биомассы в этанол образуются побочные продукты, прежде всего, промывочные воды и остатки перегонки. Последние являются серьезным источником экологического загрязнения окружающей среды. Представляют интерес технологии, которые позволяют в процессе очистки этих отходов получать минеральные вещества, используемые в химической промышленности, а также применять их для производства минеральных удобрений.

Получение промышленного биогаза растительного и животного происхождения возможно за счет их сбраживания (метанового брожения) с получением метана и обеззараженных органических удобрений. Теплотворная способность 1 куб. м биогаза, состоящего из 50–80 % метана и 20–50 % углекислого газа, равна 10–24 МДж и эквивалентна 0,7–0,8 кг условного топлива.

### **8.2.1. Термические методы**

*Пиролиз* – любые процессы, при которых органическое сырье подвергают нагреву или частичному сжиганию для получения производных



топлив или химических соединений. Изначальным сырьем могут служить древесина, отходы биомассы, городской мусор и, конечно, уголь. Продуктами пиролиза являются газы, жидкий конденсат в виде смол и масел, твердые остатки в виде древесного угля и золы.

*Газификация* – это пиролиз, приспособленный для максимального получения производного газообразного топлива. Устройства для частичного сжигания биомассы, проектируемые в расчете на получение максимального выхода газов, называются *газогенераторами*. Схема установки для осуществления пиролиза приведена на рис. 8.3. Наиболее предпочтительными считаются вертикальные устройства, загружаемые сверху.

КПД пиролиза определяется как отношение теплоты сгорания производного топлива к теплоте сгорания используемой в процессе биомассы. Достижимый КПД весьма высокий и составляет 80 – 90 %. Чтобы процесс пиролиза шел успешно, должны соблюдаться определенные условия: подаваемый материал предварительно сортируют для снижения негорючих примесей, подсушивают и измельчают.

Критическим параметром, влияющим на температуру и на соотношение видов получаемых продуктов, является соотношение воздух – горючее. Проще всего управлять блоком, работающим при температуре ниже 600 °С. При этом можно выделить четыре стадии перегонки:

- 100 – 120 °С – подаваемый в газогенератор материал, опускаясь вниз, освобождается от влаги;
- 275 °С – отходящие газы состоят в основном из  $N_2$ , CO и  $CO_2$  — извлекаются уксусная кислота и метанол;
- 280 – 350 °С – начинаются экзотермические реакции, в процессе которых выделяется сложная смесь летучих химических веществ (кетоны, альдегиды, фенолы, эфиры);
- свыше 350 °С – выделяются все типы летучих соединений; одновременно с образованием CO происходит увеличение образования  $H_2$ , часть углерода сохраняется в форме древесного угля, смешанного с зольными остатками.

В зависимости от вида дутья, подаваемого в газификатор, различают:

- воздушный газ (воздушное дутье) – с калорийностью 3,8 – 4,5 МДж/м<sup>3</sup>;
- кислородный газ (воздух обогащенный кислородом) с калорийностью 5 – 8,8 МДж/м<sup>3</sup>;
- водяной газ (получают при вдувании в сильно разогретые слои топлива водяной пар) с калорийностью 10 – 13,4 МДж/м<sup>3</sup>.

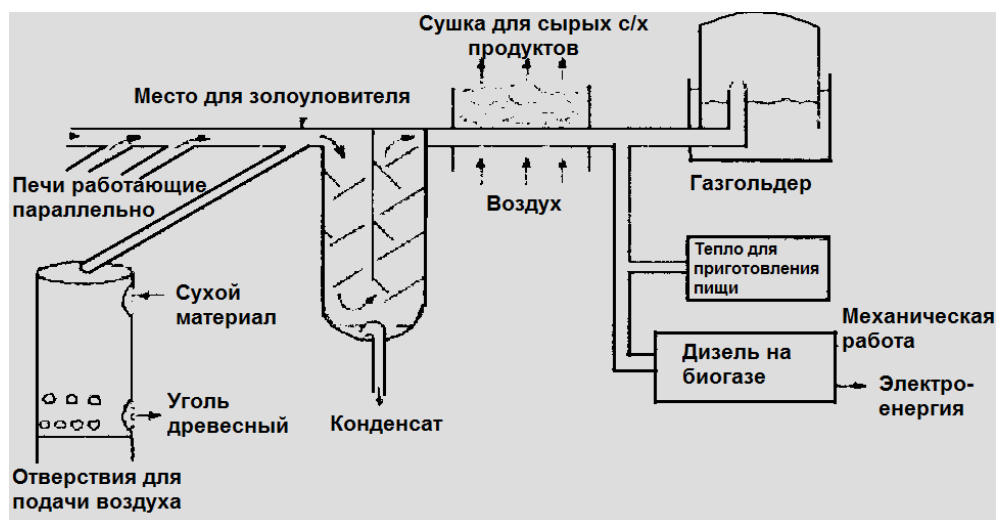


Рисунок 8.3 – Установка для осуществления пиролиза

Разновидности топлива, получаемого в результате пиролиза, обладают меньшей по сравнению с исходной биомассой суммарной энергией сгорания, но отличаются большей универсальностью применения.

*Твердый остаток* (максимальная массовая доля 25 – 35 %). Современные установки для получения древесного угля, работающие при температуре 600 °С, преобразуют в требуемый продукт от 25 до 35 % сухой биомассы. Древесный уголь на 75 – 85 % состоит из углерода, обладает теплотой сгорания около 30 МДж/кг.

*Жидкости* (конденсированные испарения, максимальная массовая доля около 30 %). Делятся на вязкие (фенольные смолы) и текучие жидкости: пиролигенные кислоты (в основном уксусную кислоту), метанол (максимум 2 %) и ацетон. Жидкости могут быть отсепарированы либо могут использоваться вместе в качестве необработанного топлива с теплотой сгорания около 22 МДж/кг.

*Газы* (максимальная массовая доля, получаемая в газогенераторах, составляет примерно 80 %). Смесь выделяющихся при пиролизе газов с азотом известна как древесный газ, синтетический газ, генераторный газ или водяной газ. Теплота сгорания на воздухе составляет 5 – 10 МДж/кг (от 4 до 8 МДж/м<sup>3</sup> при нормальных условиях). Эти газы могут быть использованы непосредственно в дизелях или в карбюраторных двигателях с искровым зажиганием, при этом основная трудность – избежать попадания в цилиндры золы и конденсирующихся продуктов пиролиза. Газы в основном

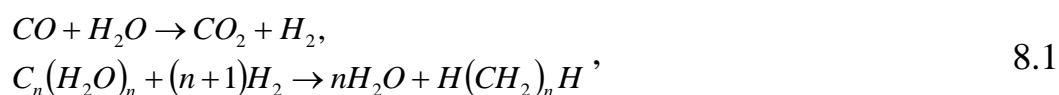
состоят из  $N_2$ ,  $H_2$  и  $CO$  с малыми добавками  $CH_4$  и  $CO_2$ . Их можно накапливать в газгольдерах при давлении, близком к атмосферному.

### 8.2.2. Термохимические методы

Биомасса может сжигаться или подвергаться пиролизу непосредственно после предварительной сортировки и измельчения. Однако она может быть еще и обработана химически для того, чтобы получить исходный материал для спиртовой ферментации или вторичное топливо. Рассмотрим несколько наиболее важных примеров из большого числа возможных.

*Гидрогенизация.* Измельченную, разложившуюся или переваренную биомассу, например навоз, нагревают в атмосфере водорода до температуры около  $600\text{ }^{\circ}\text{C}$  при давлении около 5 МПа. Получаемые при этом горючие газы, преимущественно метан и этан, при сжигании дают около 6 МДж на 1 кг сухого сырья.

*Гидрогенизация с применением  $CO$  и пара.* Ведется аналогично предыдущему процессу, но нагревание производится в атмосфере  $CO$  и водяного пара при температуре  $400\text{ }^{\circ}\text{C}$  и давлении 5 МПа. Из продуктов реакции извлекается синтетическая нефть, которую можно использовать как топливо. Соответствующие реакции идут в присутствии катализатора:



Последняя реакция описывает превращение углеводов в нефтеподобные углеводороды. Эффективность преобразования энергии в этом процессе составляет примерно 65 %.

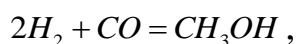
*Гидролиз под воздействием кислот и ферментов.* Целлюлоза, составляющая основную массу сухого остатка растений (от 30 до 50 %), трудно поддается гидролизу и сбраживанию с помощью микроорганизмов. Превращение целлюлозы в сахара, которые могут сбраживаться, возможно путем нагревания в серной кислоте или под воздействием фермента целлюлозы некоторых микроорганизмов. Полученные продукты можно использовать в качестве пищи для крупного рогатого скота.

*Преобразование масла кокосовых орехов в эфиры.* Белая мякоть кокосовых орехов (копра) примерно на 50 % состоит из масла. Кокосовое масло может быть непосредственно использовано в качестве дизельного топлива в двигателях, оснащенных специальной системой подачи, однако при этом образуется ядовитый дым, кроме того, при температуре ниже  $+23$

°С масло затвердевает. Добавив в масло 20 % (по объему) метилового или этилового спирта, можно получить летучие эфиры, являющиеся прекрасным дизельным топливом, и глицерол. Получаемые эфиры имеют теплоту сгорания около 38 МДж/кг, что выше, чем у перерабатываемого масла, и приближается к соответствующему показателю бензина (46 МДж/кг). Другие растительные масла также могут быть переработаны аналогичным образом.

### 8.2.3. Технология производства биодизеля

*Метиловый спирт в качестве топлива.* Метиловый спирт (метанол) – ядовитая жидкость, получаемая в процессе каталитической реакции между  $H_2$  и  $CO$  при температуре 330 °С и давлении 15 МПа.



8.2

Эти газы – компоненты синтетического газа, они могут получаться при газификации биомассы. Метанол можно использовать в качестве заменителя бензина с теплотой сгорания 23 МДж/кг.

Биодизель (biodiesel) – это метиловый эфир, получаемый в результате химической реакции из любых растительных масел и животных жиров. Биодизель химически является смесью метиловых (или этиловых) эфиров жирных кислот. Исходное сырье (жиры) химически являются глицериновыми эфирами жирных кислот.

Известно, что молекулы жира состоят из так называемых триглицеридов: соединений трехвалентного спирта глицерина с тремя жирными кислотами. Для получения метилового эфира к семи массовым единицам растительного масла добавляется одна массовая единица метанола (т. е. соблюдается соотношение 7:1).

Необходимо заменить в глицериновых эфирах глицерин метанолом (этанолом). Замена (переэтерификация) осуществляется путем реакции между жиром и спиртом с образованием метилового эфира и выпадением более плотного и нерастворимого в метиловом эфире глицерина.

Получить приемлемую скорость реакции и степень превращения можно путем повышения температуры, введения избытка спирта и применения катализаторов. В качестве катализаторов используются щелочи  $NaOH$ ,  $KOH$ , образующие со спиртами алкоголяты.

Существенно замедляет процесс переэтерификации ограниченная взаимная растворимость спирта и жира, обуславливающая существенно

гетерогенный (двухфазный) характер реакции. Данное затруднение легко преодолевается интенсивным перемешиванием и диспергированием.

Количество катализатора и избыток спирта определяется по свойствам сырья и результатам проведения тестовых реакций. Полученные после разделения продуктов реакции глицеринсодержащая фаза и эфирная фаза нуждаются в очистке от непрореагировавшего спирта и катализатора.

В результате химической реакции образуются, в первую очередь, метиловый эфир, а также глицерин, который широко используется в фармацевтической и лакокрасочной промышленности. Полученный эфир отличается хорошей воспламеняемостью, обеспечиваемой высоким цетановым числом. Если для минерального дизтоплива цетановое число 42 – 45, то цетановое число биодизеля (метиловый эфир) не менее 51. Это позволяет использовать его в дизельных двигателях без прочих стимулирующих воспламенение веществ.

Биодизель может использоваться в обычных двигателях внутреннего сгорания, как самостоятельно, так и в смеси с обычным дизтопливом, без внесения изменений в конструкцию двигателя.

#### **8.2.4. Состав установки EXO N получения биодизеля**

Установка включает следующие блоки: блок приготовления и дозирования метоксида (раствора NaOH в метаноле), блок дозирования масла, блок теплообменников и конденсаторов, блок трансэтерификации, сепаратор, рекуперативные выпарные аппараты (биодизеля и глицерина), блок фильтров-сорберов.

Блок приготовления и дозирования метоксида состоит из смесителя-дозатора, буферной емкости и объемного дозатора (мерника) с фильтром колебаний потока. Метанол подается насосом в емкость смесителя-дозатора в количестве, задаваемом датчиками уровня. Туда же из бункера шнековым питателем подается катализатор. Доза катализатора отмеривается автоматическим весовым дозатором и сбрасывается в метанол.

После отмеривания реагентов производится их перемешивание (растворение) мешалкой в течение заданного времени. Готовый раствор подается насосом в буферную емкость. Автоматизация приготовления метоксида позволяет избежать ошибок и значительно уменьшить затраты труда.

Из буферной емкости с помощью насоса и системы электромагнитных клапанов метоксид периодически подается в мерник, цилиндрический сосуд с датчиками уровня. Задавая объем мерника и частоту наполнения, можно получить требуемую величину среднего объемного расхода метоксида с

высокой точностью. Из мерника метоксид направляется в фильтр колебаний потока – емкость с поплавковым регулятором расхода. Фильтр колебаний потока позволяет превратить периодический поток после мерника в непрерывный с небольшими вариациями, необходимыми для оптимальной работы теплообменных и выпарных аппаратов.

Блок дозирования масла состоит из мерника и фильтра колебаний потока, устройство их аналогично устройствам для метанола, на выходе получается заданный объемный расход масла. Система регулирования расхода компонентов при помощи мерников проста, надежна, обеспечивает высокую точность задания расхода компонентов, достаточную для соблюдения любой заданной рецептуры.

Масло подогревается до температуры реакции в пластинчатых теплообменниках и направляется в модуль трансэтерификации. Модуль трансэтерификации состоит из блока последовательно соединенных реакционных емкостей, оснащенных мешалками. На вход модуля подается метоксид и масло. Последовательно соединенные емкости обеспечивают невозможность проникновения непрореагировавших компонентов на выход модуля при непрерывном перемешивании и проточном характере работы модуля. Полученная в модуле эфирно-глицериновая смесь подается в гравитационный сепаратор.

Сепарация осуществляется путем осаждения более плотной глицериновой фазы под действием силы тяжести в длинной горизонтальной цилиндрической емкости – сепараторе. Смесь подается с входного торца емкости, через распределитель-успокоитель потока. Емкость сепаратора такова, что движение смеси от одного торца цилиндра к другому занимает порядка 12 часов, за это время смесь разделяется на глицериновый и эфирный слои.

На выходном торце сепаратора установлены поплавковые регуляторы уровня, через которые отводятся продукты разделения. По сравнению с центробежными гравитационный сепаратор прост, не имеет движущихся частей, надежен и отличается эффективным разделением. Горизонтальный сепаратор работает в проточном режиме и отличается более четким разделением в сравнении с вертикальными емкостями-отстойниками периодического действия. Глицериновая и эфирная фазы направляются в рекуперативные аппараты для удаления растворенного избыточного метанола.

В рекуперативных выпарных аппаратах пленочного типа пленка раствора стекает по обогреваемой поверхности, температура которой возрастает по ходу движения сверху вниз. Горячий глицерин или эфир после выпаривания,

по специальным каналам в обогреваемой поверхности, движется снизу вверх, отдавая приобретенную тепловую энергию выпариваемому раствору (рекуперация тепла).

Глицерин и эфир выходят из выпарного аппарата с практически такой же температурой, как у исходных растворов, т. е. энергия расходуется практически только на испарение метанола, в отличие от нерекуперативных выпарных аппаратов и кипятильных емкостей, в которых энергия уносится горячей жидкостью, выходящей из аппарата. Конструкция пленочного выпарного аппарата со встречными потоками жидкости и пара позволяет работать в непрерывном режиме и получить высокую степень очистки продуктов от метанола.

Применение выпарных аппаратов позволяет использовать любое соотношение спирта и масла, необходимое для оптимального протекания реакции трансэтерификации, т. к. избыток спирта будет удален. После выпаривания метанола глицерин направляется на склад.

Эфир (биодизель) направляется в пластинчатый теплообменник, где отдает тепловую энергию встречному потоку масла (это позволяет сократить потребление электроэнергии в 5 – 6 раз). Пары метанола конденсируются в теплообменнике-конденсаторе, отдавая теплоту конденсации потоку масла. Таким образом, осуществляется рекуперация тепла, внешняя энергия на подогрев масла не расходуется. Несконденсировавшиеся пары метанола окончательно конденсируются в водяном конденсаторе.

Далее эфир подвергается фильтрованию и сорбционной очистке в блоке фильтров-сорберов. Блок состоит из двух емкостей, заполненных сорбентом. Фильтр-сорбер задерживает механические загрязнения и удаляет из эфира катализатор (щелочь) и прочие примеси. Отработанный сорбент периодически заменяют новым через люки. Для замены сорбента один из аппаратов отключают.

Применение сорбентов позволяет гарантировать высокое качество очистки биодизеля. Полученный биодизель направляется на склад. Всеми процессами управляет микроконтроллер, программа которого определяет параметры технологического процесса. Ручной труд необходим только для загрузки щелочи в бункер смесителя-дозатора блока приготовления метоксида и для замены сорбента в фильтрах-сорберах. Технологическая схема производства биодизеля представлена на рис. 8.4.

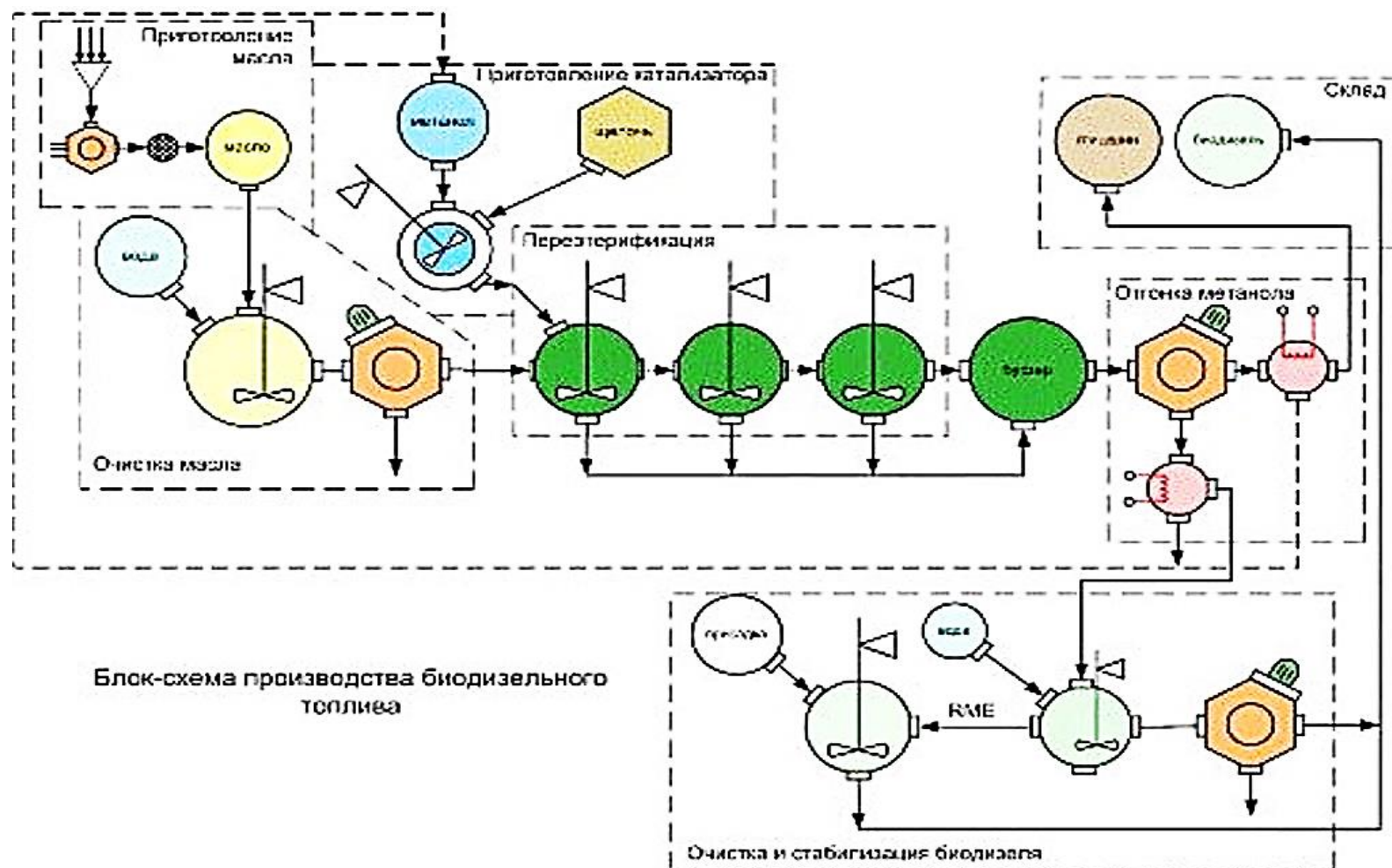


Рисунок 8.4 – Технологическая схема производства биодизеля



### 8.3. Спиртовая ферментация (брожение)

Этиловый спирт (этанол)  $C_2H_5OH$  в естественных условиях образуется из сахаров соответствующими микроорганизмами в кислой среде, pH – от 4 до 5. Подобный процесс спиртовой ферментации во всем мире используют для получения питьевого спирта. Наиболее часто используемые микроорганизмы – дрожжи вида *Saccharomyces cerevisiae* – погибают при концентрации спирта выше 10 %, поэтому для повышения концентрации используют перегонку или фракционирование (рис.8.5).

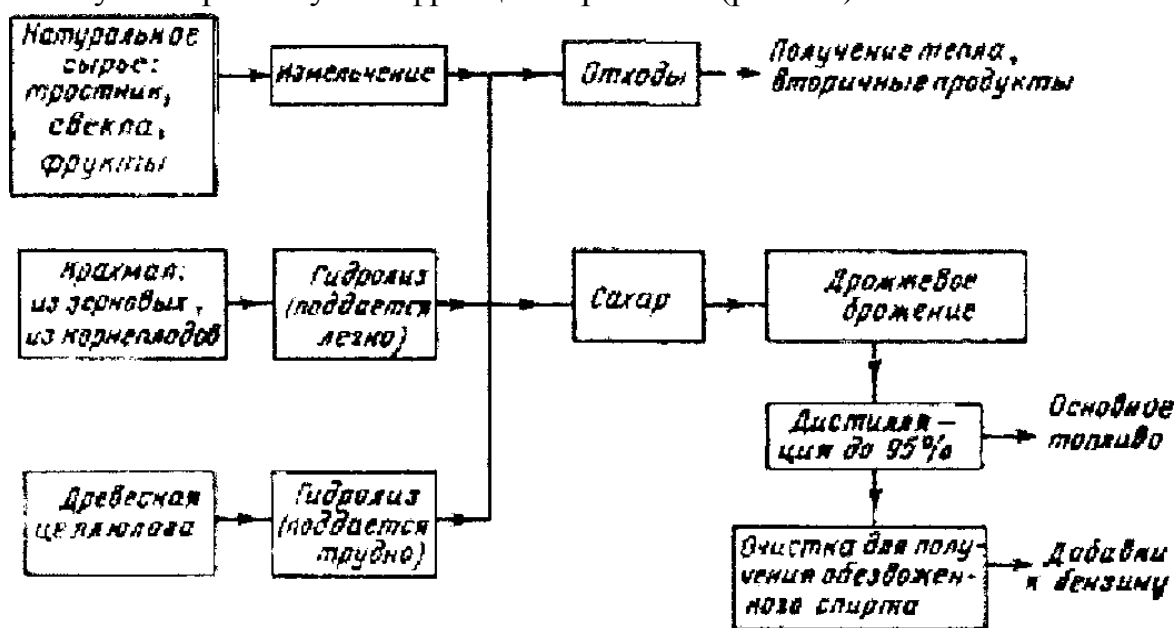


Рисунок 8.5 – Схема производства этанола

После перегонки (дистилляции) получается кипящая при постоянной температуре смесь: 95 % этанола и 5 % воды. Обезвоженный этанол в промышленных условиях производится путем совместной перегонки с растворителем типа бензола. При брожении теряется лишь 0,5 % энергетического потенциала сахаров, остальные затраты энергии связаны с перегонкой. Необходимую тепловую энергию можно получить, сжигая остающиеся отходы биомассы.

Ниже перечислены процессы производства этанола из различных культур в порядке возрастания трудностей переработки:

– Непосредственно из сахарного тростника. Обычно промышленную сахарозу получают из сока сахарного тростника, а остающуюся патоку используют для получения спирта (рис. 8.5). Основная реакция превращения сахарозы в этанол имеет вид:



на практике выход ограничивается конкурирующими реакциями и потреблением сахарозы на увеличение массы дрожжей;

- Из сахарной свеклы вначале получают сахар для сбраживания, но свекла не дает достаточного количества отходов для получения тепла. Из-за этого этанол дорожает;

- Из растительного крахмала, например, из злаковых или маниока, крахмал можно также подвергнуть гидролизу на сахар.

Крахмал – основной энергоаккумулирующий углевод растений, состоящий из двух компонентов с большой молекулярной массой: амилозы и амилопектина. Эти крупные молекулы четко линейны и состоят из глюкозных остатков, соединенных углеродными связями, которые могут быть разрушены ферментами солода, содержащегося в некоторых культурах, например в ячмене, или ферментами подходящих плесеней (грибков). Разрушить углеродные связи в крахмале можно и при обработке их сильными кислотами ( $pH \approx 5,1$ ) при давлении 0,2 МПа, но выход сахаров при этом снижается, а сам процесс по сравнению со сбраживанием удорожается.

- Из целлюлозы, которая содержит до 40 % всей сухой биомассы и потенциально является обширным возобновляемым источником энергии. Имеет полимерную структуру связей молекул глюкозы. Соответствующие связи молекул глюкозы в целлюлозе значительно труднее поддаются гидролизу, чем у крахмала. В растениях целлюлоза тесно связана с лигнином, препятствующим ее гидролизу до сахаров. Подобно крахмалу, возможен гидролиз целлюлозы в кислой среде, однако этот процесс дорог и требует подвода энергии. Гидролиз удешевляется и становится менее энергоемким при использовании грибков, но в этом случае процесс идет слишком медленно. В основе промышленного процесса лежит использование измельченной древесной массы или старых газет. Механическое разрушение древесины – наиболее энергоемкая и дорогая стадия процесса.

Промышленное производство этанола зависит и от многих факторов, включая энергетические и экономические. Необходимо обратить внимание на то обстоятельство, что использование различных видов отходов биомассы для выработки электроэнергии и обеспечения производства теплом – основа рентабельности получения этанола. В табл. 8.3 приведены данные по производству этанола из некоторых технических культур.

Таблица 8.3 – Выход этанола из некоторых технических культур

Культура	Выход этанола из 1 т культуры, л/т
Сахарный тростник	70
Маниок	180
Сладкое сорго	86
Сладкий картофель	125
Зерновые (кукуруза)	370
Плодовые	160

### ***Использование этанола в качестве топлива***

Жидкие топлива чрезвычайно важны из-за удобства использования и хорошего управления сгоранием в двигателях. Можно вводить в несколько переделанные бензиновые двигатели прямо 95- ый этанол, а можно подавать в обычный двигатель смесь из 100%-го этанола (обезвоженный) с бензином в соотношении 1:10.

*Обезвоженный этанол* – жидкость в интервале температур от  $-117$  до  $+78$  °С с температурой воспламенения  $423$  °С. Применение его в двигателе внутреннего сгорания требует специального карбюратора. Поэтому и смешивают бензин с обезвоженным этанолом (20 % по объему) и используют эту смесь (газохол) в обычных бензиновых двигателях. *Газохол* в настоящее время – обычное топливо в Бразилии (этанол там получают из сахарного тростника и маниока), используют его и в США (этанол из кукурузы). Важная особенность этанола – способность выдерживать ударные нагрузки без взрыва, из-за этого он гораздо предпочтительнее добавок из тетраэтилсвинца, вызывающего серьезные загрязнения атмосферы. Превосходные свойства этанола как горючего обеспечивают двигателям 20%-ное увеличение мощности по сравнению с чистым бензином. Массовая плотность и теплотворная способность этанола ниже, чем бензина, соответственно теплота сгорания ( $24 \text{ МДж/м}^3$ ) на 40 % ниже чем бензина ( $39 \text{ МДж/м}^3$ ). Однако лучшее горение этанола компенсирует это уменьшение теплотворной способности. Опыт подтверждает, что двигатели потребляют примерно одинаковое количество газохол и бензина.

## 8.4. Анаэробная ферментация

### 8.4.1. Технологические особенности процесса

Анаэробная ферментация – процесс при котором сложные органические вещества разлагаются на  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$ , причем на долю метана приходится около 90 % энергии, находящейся в первичном субстрате.

Процесс анаэробной ферментации проводится без доступа кислорода в специальных устройствах – метатенках. В процессе принимают участие различные виды микроорганизмов: термофилы (активные при температурах  $45 - 70^\circ\text{C}$ ) и мезофилы (активные при температурах  $20 - 40^\circ\text{C}$ ).

Представление о процессах преобразования при анаэробной ферментации схематически представлено на рис. 8.6.

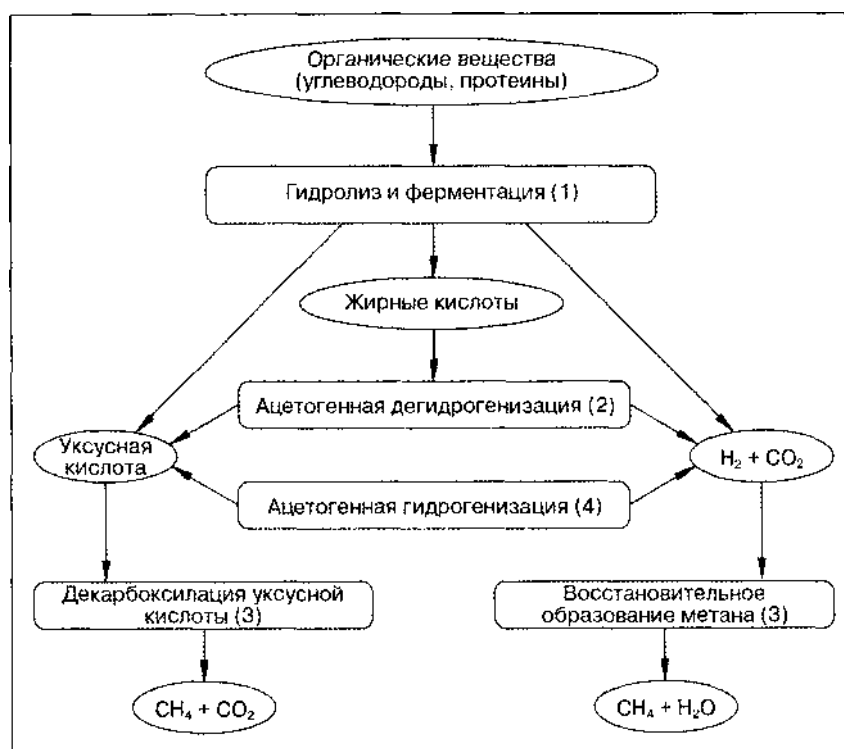


Рисунок – 8.6 Схема анаэробной ферментации биомассы

Разложение биомассы на метан и углекислый газ проходит при общем действии трех основных групп бактерий: ферментативных, облигатных ацетогенных, метагенных.

1-я стадия. Ферментативные бактерии гидролизуют субстрат (протеины, липиды, полисахариды) с образованием конечных продуктов в виде уксусной кислоты и других насыщенных жирных кислот, углекислого газа и водорода.

2-я стадия. Облигатные ацетогенные бактерии – образуют водород и уксусную кислоту из конечных продуктов 1-й стадии.

3-я стадия. Метаногенные бактерии, потребляя образованный другими бактериями водород, восстанавливают углекислый газ до метана и расщепляют уксусную кислоту до углекислого газа и метана. Эта реакция обеспечивает до 70 % метана, образующегося из метиловой группы уксусной кислоты. В некоторых случаях ацетогенная гидрогенизация проходит при участии еще одной группы бактерий (4-я стадия).

Эффективность процесса анаэробного сбраживания зависит от создания оптимальных условий (температура, достаточная концентрация питательных веществ, допустимое значение  $pH$ , отсутствие или низкая концентрация токсичных веществ). Наиболее эффективными считаются реакторы, работающие в термофильном режиме при температуре 40 – 52 °С, оптимальное значение  $pH$  в пределах 6,7 – 7,6. Регулирование этого показателя, как правило, осуществляется добавлением раствора извести.

Преимуществом процессов анаэробной ферментации следует считать получение, кроме биогаза, как энергетического продукта, дополнительно сухого остатка, который используется как высокоэффективное удобрение, что делает процесс более привлекательным с экономической точки зрения.

В качестве сырья используются отходы как растительной сельхозпродукции, включая зеленую массу, так и отходы животноводства. Животные и птица используют лишь 25 – 30 % полезных веществ кормов, остальное выводится из организма.

Каждая тонна сухого навоза содержит около 800 кг клейковины, 94 кг сырого протеина, 91 кг легко усваиваемых углеводов, жиров, минеральных веществ.

Различают периодический и непрерывный циклы производства.

При непрерывном цикле, рис. 8.7, свежий субстрат загружают в камеру сбраживания, непрерывно или через определенное время (2 – 10 раз в сутки), удаляя при этом такое же количество перебродившего вещества. Периодический процесс позволяет получить максимальный выход биогаза рис.8.8, но требует больших затрат. Обычно используют две камеры, которые загружают периодически. При этом свежий субстрат смешивают в затравочных емкостях с остатками сброженного навоза. Выход биогаза начинается практически после окончания процесса (5 – 10) дней и после достижения максимума, постепенно снижается до минимума. Затем субстрат выгружают из камеры и снова загружают.

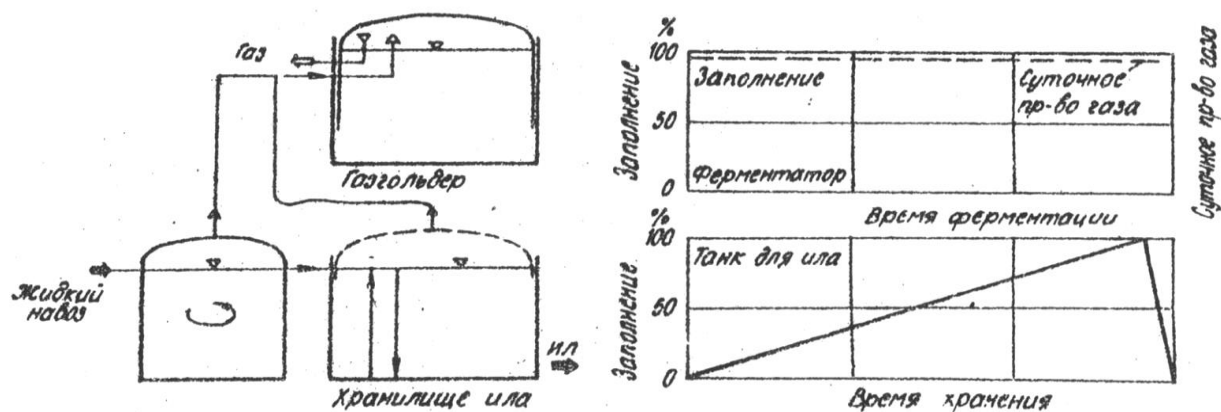


Рисунок 8.7 – Схема непрерывной утилизации органических отходов

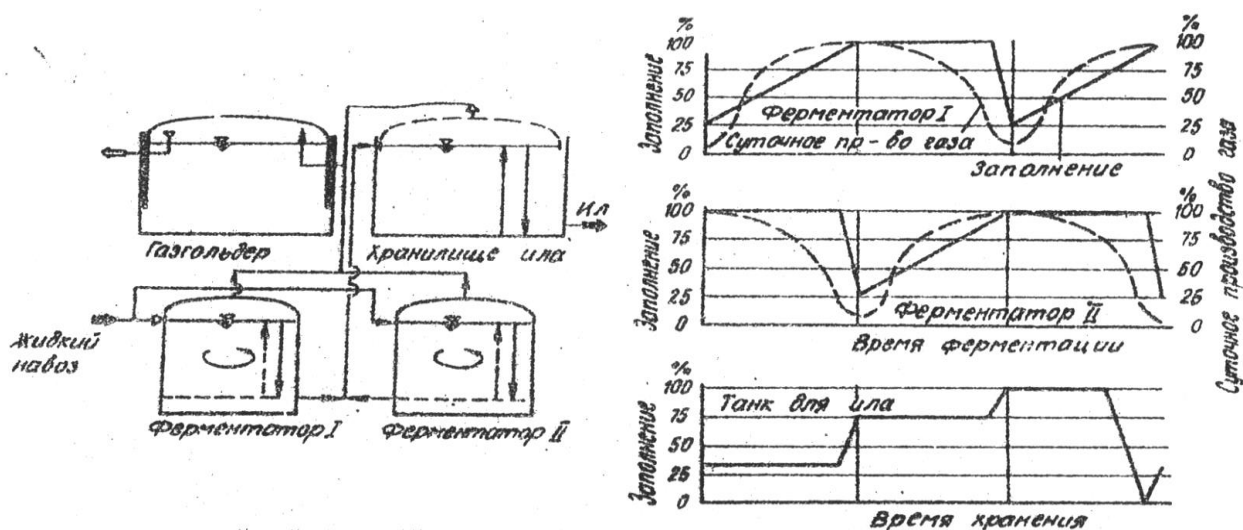


Рисунок 8.8 – Схема периодической системы сбраживания

При аккумулятивной (бассейновой) системе хранилищ для субстрата последний выполняет роль камеры сбраживания и одновременно служит для хранения навоза рис.8.9.

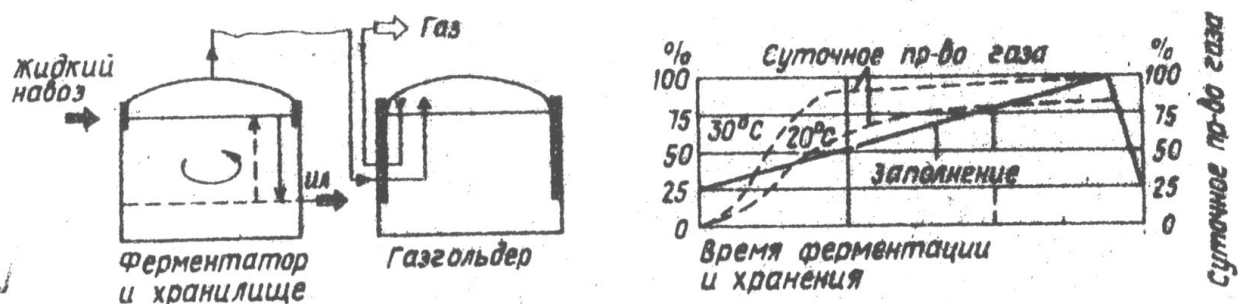


Рисунок 8.9 – Схема аккумулятивной системы сбраживания

Выход биогаза составляет  $0,2 - 0,4 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ кг}$  сухого материала при нормальных условиях и при расходе  $5 \text{ кг}$  сухой биомассы на  $1 \text{ м}^3$  воды.

Как пример – мощная установка по переработке птичьего помета используется на птицефабрике «Южная» Симферопольского района. Производительность ее по помету естественной влажности 110 т/сут., по производству биогаза – 3500 м куб/сут.

Гелиобиогазовая установка для переработки свиного навоза действует в колхозе «Большевик» Нижнегорского района, Симферопольской области. Она позволяет перерабатывать до 115 т. свиного навоза в сутки.

Методика и пример расчета биогазовой установки (Приложение Д).

## **8.5 Твердые бытовые отходы**

### ***8.5.1. Проблемы и характеристика отходов***

Согласно ст.1 Закона Украины об отходах, отходами являются любые вещества, материалы и предметы, которые образуются в процессе деятельности человека, не имеют дальнейшего использования по месту образования или выявления и от которых их владелец должен избавиться путем утилизации или удаления.

Согласно классификации все отходы подразделяются на две основные группы: отходы производства, или промышленные отходы составляют около (85 – 90) % и отходы потребления или бытовые отходы (10 – 15) %.

Общий состав твердых отходов можно разделить на следующие компоненты:

#### **1. Отходы из природных материалов:**

- пищевые (гниющие отходы)
- отходы медицинских, лечебных, научно-исследовательских организаций, в том числе хирургии и стоматологии, а также ветеринарных учреждений.
- полимерные отходы из природных материалов, в том числе отходы древесины, картона, целлюлозно-бумажные, оберточные материалы.

#### **2. Производственные отходы:**

- металлические отходы
- отходы отработанных химических источников тока
- бой стекла и стеклотары
- отходы полимерных материалов синтетической химии, в том числе резина и резинотехнические изделия, и все оберточные материалы, а также полимерная тара из продуктов синтетической химии.

#### **3 Радиоактивные отходы.**

Твердые промышленные отходы, как правило, являются более или менее однородными продуктами, которые стали результатом производственного процесса и не требуют предварительной сепарации по группам для их переработки.

Что касается отходов производственного характера, условно их можно разделить на 3 группы:

- опасные отходы;
- отходы как вторичное сырье;
- обычные производственные отходы.

*Опасные отходы* – это отходы, имеющие такие физические, химические, биологические или другие опасные свойства, которые представляют или могут представлять значительную опасность для окружающей среды и здоровья человека и требуют специальных методов и средств обращения с ними.

*Отходы как вторичное сырье* – это отходы, для утилизации и переработки которых в Украине существуют соответствующие технологии и производственно-технологические и экономические предпосылки. К ним относятся: макулатура, стеклобой, полимерные и резинотехнические отходы, в том числе изношенные шины, материалы текстильные вторичные, металлолом, в том числе использованная металлическая тара (ящики, фляги, канистры, банки, в частности алюминиевые банки из-под напитков, баллончики и др.).

*К твердым бытовым отходам (ТБО)* относятся отходы, образующиеся в процессе жизнедеятельности человека и накапливающиеся в жилых домах, заведениях соцкультбыта, общественных, учебных, лечебных, торговых и других заведениях (это пищевые отходы, предметы домашнего потребления, мусор, опавшие листья, отходы от уборки и текущего ремонта квартир, макулатура, стекло, металл, полимерные материалы и т. п.), не имеющие дальнейшего использования по месту их образования.

Оценка состава и структуры ТБО является важным элементом в системе управления отходами, поскольку позволяет выбрать наиболее оптимальный экологически безопасный и экономически выгодный способ утилизации.

Согласно составу ее отходов, Украина относится к переходной категории. Таким образом, перед нами стоят проблемы одновременно развитых и слаборазвитых стран. Как слаборазвитая страна мы, прежде всего, должны решать санитарно-гигиеническую проблему, например, большая масса неиспользованной органики способствует распространению опасных болезней. А в качестве развитой страны мы



столкнулись с более сложными вопросами: потерей природных ресурсов, химическим загрязнением и другими.

Распределение отходов в зависимости от типа стран представлено в табл. 8.4. Соотношение состава ТБО в Украине подробно изображено на рис 8.10.

Таблица 8.4 – Распределение стран по категориям в зависимости от состава и структуры отходов.

Категория отходов (% от общей массы)	Тип стран		
	Развитые	Переходные	Слаборазвитые
Бумага	34	16	1,5
Органические отходы	26	45	64
Стекло	11	1,5	4
Отходы пластмассы	7	12	0,5
Металлы	7	1,5	1
Текстиль, кожа	3	15	7
Другие	12	9	22

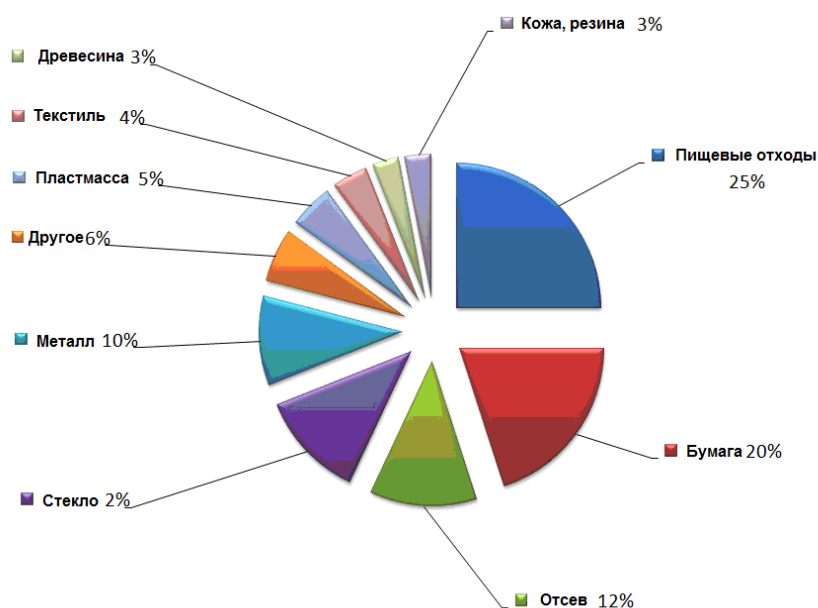


Рисунок 10.10 – Морфологический состав ТБО в Украине.

### 8.5.2. Методы переработки ТБО

Кроме захоронения, в мировой практике также достаточно широко применяются и другие методы утилизации. Наиболее распространенные из них это - термическая обработка ТБО; биотехнология, которая позволяет перерабатывать органические отходы в компост; эти же технологии

позволяют превращать бытовые отходы в биогаз; эффективный рециклинг ТБО, позволяет отделять полезные фракции с последующей переработкой.

Анализ существующих мировых путей обезвреживания ТБО показывает, что наиболее действенными и распространенными являются следующие методы:

- складирование на специальных полигонах;
- биотермическое компостирование;
- пиролиз (газификация)
- пламенное сжигание;
- мсоросжигание в топках котлоагрегатов.

Наглядное представление методов утилизации в виде схемы приведено на рис. 8.11. Как видно из схемы к методам утилизации отходов без предварительной сортировки и переработки относятся все возможные методы захоронения (на полигонах, в отработанных шахтах). Другие методы относятся к категории промышленной переработки бытовых отходов, которые предполагают получение определенного продукта на выходе.

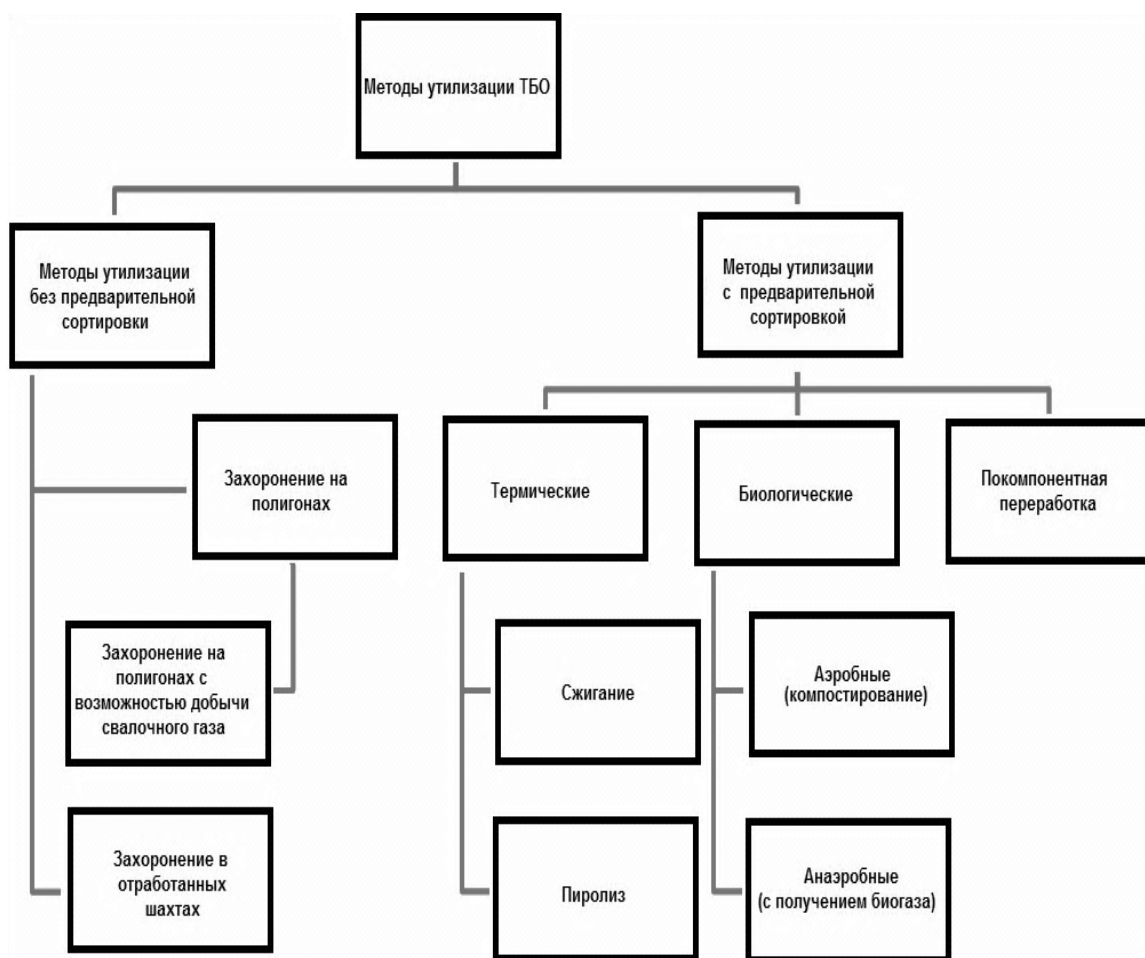


Рисунок 8.11 – Методы утилизации твердых бытовых отходов

### ***Складирование ТБО***

Складирование ТБО на полигонах является наиболее дешевым и распространенным методом борьбы с ТБО. Этот метод заключается в концентрации с последующей изоляцией от окружающей среды отходов на специальных полигонах. На сегодняшний день именно складирование является основным методом борьбы с ТБО в Украине.

Более качественным является складирование после сортировки мусора – разделение и удаление из отходов материалов, которые можно утилизировать. Несмотря на то, складирование вызывает удорожание процесса, это решение позволяет уменьшить количество мусора, которое будет находиться на полигоне.

Наиболее развитым методом складирования является его прессование с дальнейшим устранением влаги перед непосредственным складированием на полигоне. Суть метода заключается в прессовании бытовых отходов до определенной плотности, вследствие чего выжимается влага. Далее из отпрессованного ТБО формируются брикеты, которые уже вывозят на полигоны, где они засыпаются грунтом. Недостатками этой технологии являются: большие капитальные затраты, связанные с очисткой и нейтрализацией влаги; на полигоне возникают проблемы, связанные с устойчивостью насыпи и необходимостью создания защитных противофильтрационных экранов.

При оценке захоронения, как метода утилизации можно выделить следующие достоинства полигонов:

- относительно не большие капитальные затраты на строительство;
- простота конструкции и высокая скорость сооружения объекта
- возможность впоследствии сбора и утилизации свалочного газа для выработки тепловой и электрической энергии.

К недостаткам размещения ТБО на полигонах можно отнести:

- строительство полигона не решает полностью проблему утилизации отходов, а лишь используется как временная мера.
- опасность экологического заражения почв, подземных вод и атмосферного воздуха опасными токсичными веществами и инфекциями.
- высокая стоимость обслуживания полигонов.
- при погребении не используется ни энергетический, ни сырьевой потенциал твердых бытовых отходов.

Типичная схема полигона карьерного типа приведена на рис. 8.12.

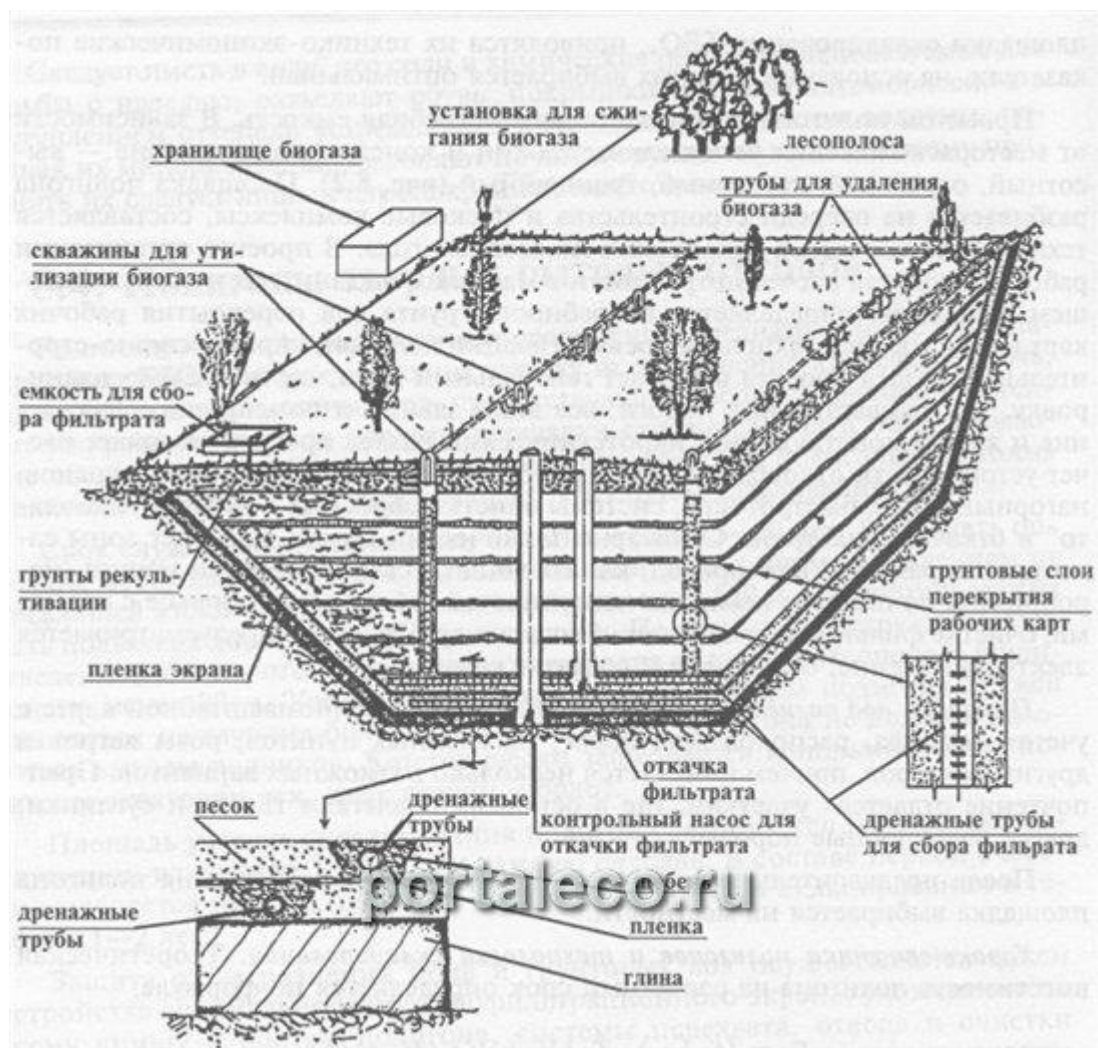


Рисунок 8.12 – Типичная схема полигона карьерного типа

### ***Биотермическое компостирование***

Иногда как предварительная стадия перед складированием используется компостирование, благодаря чему объем отходов можно уменьшить в несколько раз. Компостирование ТБО в мировой практике развивалось как альтернатива сжиганию. Экологической задачей компостирования можно считать возвращение части отходов в круговорот природы.

Компостирование проходит в специальном термическом барабане. В биохимических реакциях взаимодействуют органический материал, кислород и бактерии (сапрофитные аэробные микроорганизмы, присутствующие в ТБО в достаточных количествах), а выделяются диоксид углерода, вода и тепло (материал саморазогревается до 60 – 70 °С). Процесс сопровождается синтезом гумуса. Конечной стадией этого процесса является органическое удобрение объемом 60 – 70 % от общей массы отходов. Остаток должен быть

обезврежен иным способом, что сильно удорожает основное производство. Также полученное удобрение имеет определенное количество тяжелых металлов и большое количество твердых остатков металлического, полимерного и стеклянного происхождения.

Установлено, что для компоста бумага может быть источником токсичного тяжелого металла – свинца, присутствующего в печатной краске, а также цинка. Высокая концентрация солей, содержащихся в компосте с ТБО, также вредна для чувствительных к ним растений.

Так что этот способ, несмотря на уменьшение в несколько раз объема отходов, нельзя считать панацеей от ТБО.

### ***Вторичная переработка полезных компонентов***

Вся система вторичного использования ресурсов связана с наличием в отходах определенных полезных элементов. Любая схема поэлементной переработки твердых бытовых отходов зависит, прежде всего, от их состава.

Вопросы, связанные с изучением состава бытовых отходов, затрагиваются довольно часто, что свидетельствует об актуальности этой проблемы и заинтересованности ею. Бытовой мусор является источником ряда ценных компонентов, которые можно повторно использовать. Чаще всего сепарируют и повторно используют следующие компоненты:

- бумага (газеты, картон, высококачественная бумага, смешанный бумага);
- алюминий и другие цветные металлы; черные металлы; ферромагнитные металлы; стекло (прозрачное, зеленое, коричневое); пластик (ПЭТ); резина.

Схема сепарации твердых бытовых отходов представлена на рис.8.13

#### ***Пиролиз***

Пиролиз, или газификация ТБО – необратимое химическое изменение компонентов бытового мусора при их термическом разложении без доступа кислорода, в результате образуются оксиды углерода или других горючих компонентов, которые используются в качестве топлива.

Низкотемпературный пиролиз – это процесс, при котором раздробленный материал (мусор) подвергается термическому разложению с выделением горючего газа.

При этом процесс пиролиза бытовых отходов имеет несколько вариантов:

- пиролиз органической части отходов под действием температуры при отсутствии воздуха;
- пиролиз при недостатке воздуха, обеспечивает неполное сгорание отходов при температуре 760 °С;

- пиролиз с использованием кислорода вместо воздуха для получения высшей теплоты сгорания газа;
- пиролиз без разделения отходов на органическую и неорганическую фракции при температуре 850 °С и др.

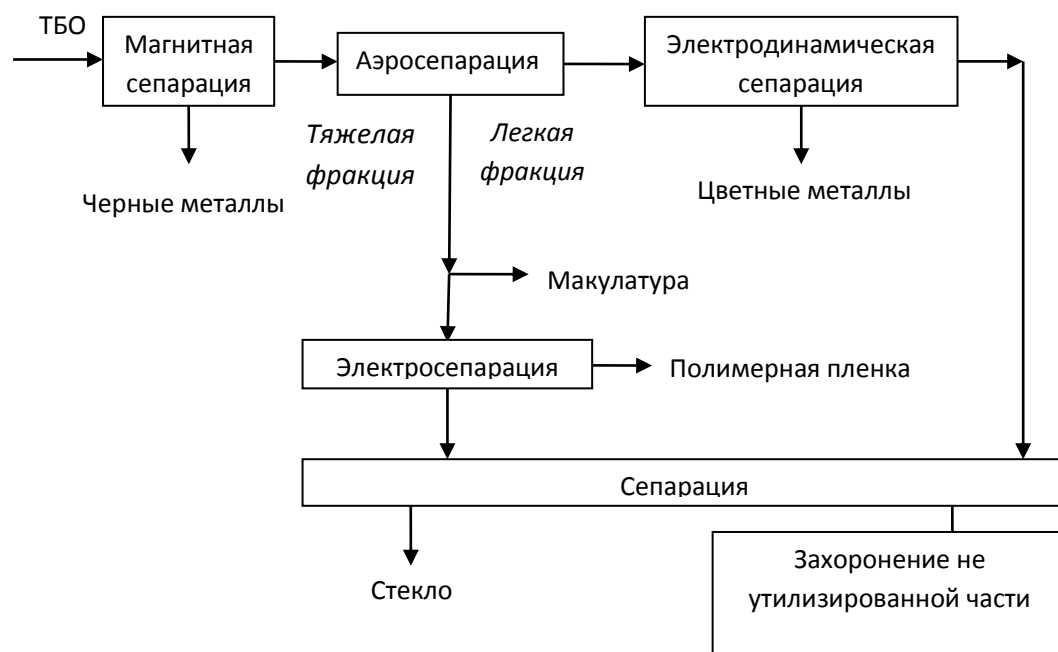


Рисунок 8.13 – Схема механизированной сепарации ТБО

Повышение температуры приводит к увеличению выхода газа и уменьшению выхода жидких и твердых продуктов.

Преимущество пиролиза по сравнению с непосредственным сжиганием отходов состоит, в первую очередь, в его эффективности с точки зрения предотвращения загрязнения окружающей среды. С помощью пиролиза можно перерабатывать составляющие отходов. Тяжело поддаются утилизации автопокрышки, пластмассы, отработанные масла, отстойные вещества. После пиролиза не остается биологически активных веществ, поэтому подземное складирование пиролизных отходов не наносит вреда окружающей среде. Пепел, который образуется, имеет высокую плотность, что в свою очередь резко уменьшает объемы отходов, которые подвергаются подземному складированию.

Технологическая цепь этого способа утилизации состоит из четырех последовательных этапов:

- отбор из мусора крупногабаритных предметов, цветных и черных металлов с помощью электромагнита и путем индукционной сепарации;

- переработка подготовленных отходов в газификаторе для получения синтезгаза и побочных химических соединений – хлора, азота, фтора, а также шлака при расплаве металлов, стекла, керамики;
- очистка газа, который синтезируется, с целью повышения его экологических свойств и энергоемкости, охлаждение и введение его в скруббер для очистки щелочным раствором от загрязняющих веществ (соединений хлора, фтора, серы, цианидов);
- Сжигание очищенного синтезгаза в котлах-утилизаторах для получения пара, горячей воды или электроэнергии.

Принципиальная блок- схема завода по переработке отходов методом пиролиза представлена на рис. 8.14.

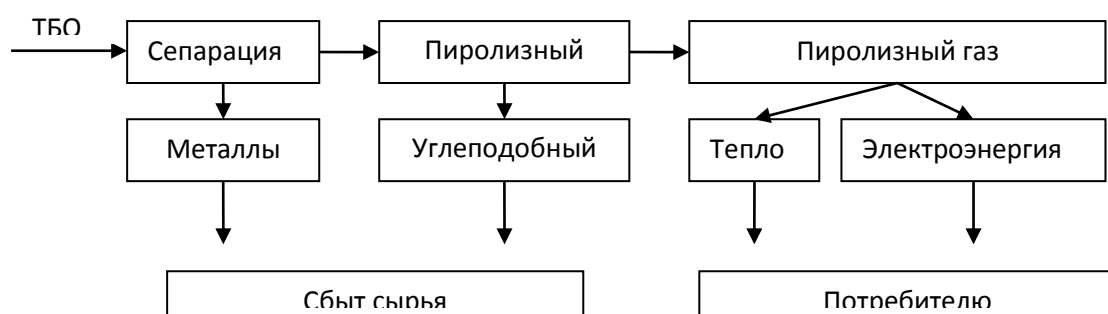


Рисунок 8.14 – Блок схема переработки ТБО на основании пиролизной технологии

К основным преимуществам пиролизной технологии можно отнести следующее:

- использование энергетического потенциала твердых бытовых отходов;
- снижение до (10 – 15) % объемов остатков ТБО, подлежащих захоронению;
- экономия на транспортных расходах за счет уменьшения допустимого радиуса строительства объекта;
- возможность реализации получаемого в процессе сжигания ТБО шлака и золы;
- высокая экологичность процесса при условии правильной фильтрации.

Основными недостатками пиролизной технологи являются:

- высокие капитальные вложения;
- необходимость соблюдения определенной морфологии ТБО для обеспечения эффективной работы пиролизной установки.

### ***Сжигание***

*Пламенное сжигание* ТБО заключается в управляемом окислении бытовых отходов в зоне высокотемпературных (около 2900 °С) плазменных струй с переводом компонентов отходов в металлические и шлаковые расплавы и газовую фазу. Органическая составляющая при этом превращается в синтезгаз, который используется для получения тепловой энергии. Тепловая энергия подводится к шахтной печи, с помощью дуговых плазмотронов струйного типа плазмoeлектродной системы. Ориентировочная стоимость переработки одной тонны ТБО составляет примерно 1000–1500 долларов США.

*Мусоросжигание в топках котлоагрегатов* является наиболее распространенным методом утилизации ТБО начиная с 60 годов прошлого века. Процесс заключается в шаровом сгорании топлива на вращающихся или шагающих колосниках котлоагрегатов. Метод позволяет сжигать высоковлажные отходы без предварительной переработки, обеспечивает высокую стабильность процесса горения в нужном диапазоне, сжигание мусора без предварительной подготовки, управление работой топки по заданной программе. Для обеспечения необходимых параметров процесса нужна дополнительная энергия. Процесс сопровождается значительным выделением шлаков и золы. Требуется дорогостоящих очистных сооружений с применением дорогостоящих катализаторов для очистки удаляемых дымовых газов.

### **8.5.3. Расчет энергетического потенциала ТБО.**

Для расчета теплотехнических характеристик и других свойств мусора предполагается, что рабочую массу ТБО составляют следующие компоненты:

$$C^P + H^P + O^P + S^P + N^P + A^P + W = 100 \%, \quad (8.4)$$

где  $C^P, H^P, O^P, S^P, N^P$  – содержание углерода, водорода, кислорода, серы, азота (% масс.) в рабочей массе ТБО;  $A^P$  – зольность рабочей массы ТБО (в % по массе)  $W$  – влажность ТБО (в % по массе).

Влажность и зольность являются балластом рабочей массы ТБО.

Состав сухой массы ТБО может быть рассчитан по формуле:

$$C^C + H^C + O^C + S^C + N^C + A^C + W = 100 \%, \quad (8.5)$$

где  $C^C, H^C, O^C, S^C, N^C$  – содержание углерода, водорода, кислорода, серы, азота (% масс.) в сухой массе ТБО;  $A^C$  – зольность сухой массы ТБО (в % по массе)



Следующие составляющие являются компонентами горючей массы ТБО:

$$C^r + H^r + O^r + S^r + N^r = 100 \%, \quad (8.6)$$

где  $C^r$ ,  $H^r$ ,  $O^r$ ,  $S^r$ ,  $N^r$  – содержание углерода, водорода, кислорода, серы, азота (% масс.) в горючей массе ТБО.

Зная морфологический состав ТБО и содержание отдельных элементов в них, можно определить состав компонентов всей массы данных отходов. В дальнейшем, отношение того или иного элемента к общей массе ТБО обозначаться индексом «общ», отношение элемента к отдельной фракции ТБО – индексом «i».

Удельная низшая теплота сгорания ТБО на рабочую массу определяется по разнице теплоты, выделяющейся при сгорании горючих компонентов ТБО и теплоты, необходимой для испарения воды, образующейся при сгорании топлива, и влаги, содержащейся в ТБО. Удельная низшая теплота сгорания может быть рассчитана по формуле Менделеева, кДж/кг:

$$Q_H^P = 4,187 \cdot [81 \cdot C_{общ}^P + 300 \cdot H_{общ}^P - 26 \cdot (O_{общ}^P - S_{общ}^P) - 6 \cdot (9 \cdot H_{общ}^P + W_{общ})], \quad (8.7)$$

где  $C_{общ}^P$ ,  $H_{общ}^P$ ,  $O_{общ}^P$ ,  $S_{общ}^P$  – общее содержание углерода, водорода, кислорода и серы в ТБО на рабочую массу (в % масс);  $W_{общ}$  – общая влажность ТБО.

Общий состав различных химических элементов на рабочую массу ТБО определяется по формулам:

$$\begin{aligned} C_{общ}^P &= 0,01 \cdot \sum_i C_i^P \cdot x_i; \\ H_{общ}^P &= 0,01 \cdot \sum_i H_i^P \cdot x_i; \\ O_{общ}^P &= 0,01 \cdot \sum_i O_i^P \cdot x_i; \end{aligned} \quad (8.8)$$

$$\begin{aligned} S_{общ}^P &= 0,01 \cdot \sum_i S_i^P \cdot x_i; \\ N_{общ}^P &= 0,01 \cdot \sum_i N_i^P \cdot x_i. \end{aligned}$$

где  $x_i$  – содержание отдельных фракций в ТБО (в % масс.);  $C_i^P$ ,  $H_i^P$ ,  $O_i^P$ ,  $S_i^P$ ,  $N_i^P$  – содержание химических элементов в каждой из данных фракций на рабочую массу ТБО.

Содержание элементов в различных фракциях ТБО определяется по формулам:

$$C_i^P = C_i^r \cdot \left( \frac{100 - W_i - A_i^P}{100} \right);$$

$$H = H_i^r \cdot \left( \frac{100 - W_i - A_i^P}{100} \right);$$

$$O_i^P = O_i^r \cdot \left( \frac{100 - W_i - A_i^P}{100} \right);$$

(8.9)

$$S_i^P = S_i^r \cdot \left( \frac{100 - W_i - A_i^P}{100} \right);$$

$$N_i^P = N_i^r \cdot \left( \frac{100 - W_i - A_i^P}{100} \right).$$

где  $C_i^r, H_i^r, O_i^r, S_i^r, N_i^r$  – содержание химических элементов в различных фракциях ТБО;  $W_{общ}$  – влажность отдельных фракций ТБО;  $A_i^P$  – зольность отдельных фракций ТБО на рабочую массу.

В табл. 8.5 даны значения  $C_i^r, H_i^r, O_i^r, S_i^r, N_i^r$  а также влажность  $W$  и зольность  $A$  для разных фракций ТБО.

Общая влажность и зольность на рабочую массу ТБО определяется по формулам:

$$W_{общ} = 0,01 \cdot \sum_i W_i \cdot x_i; \quad (8.10)$$

$$A_{общ}^P = 0,01 \cdot \sum_i A_i^P \cdot x_i; \quad (8.11)$$

Общая зольность на сухую массу ТБО определяется по формуле:

$$A_{общ}^C = A_{общ}^P \cdot \left( \frac{100}{100 - W_{общ}} \right); \quad (8.12)$$

Теоретически необходимое количество воздуха для сжигания ТБО, рассчитывается как для твердого топлива, м<sup>3</sup>/кг

$$V_0 = 0,0889(C^P + 0,375 S_{ор+к}^P) + 0,265 H^P - 0,03330 O^P \quad (8.13)$$

или

$$L_0 = 0,15(C^P + 0,375 S_{ор+к}^P) + 0,324 H^P - 0,0431 O^P$$

Объем продуктов сгорания:

$$V_z^0 = V_{CO2} + V_{H2O} + V_{SO2} + V_{N2}; \quad (8.14)$$

Объем отдельных веществ в продуктах сгорания:

$$V_{CO_2} = \frac{0,01 \cdot 3,67 \cdot C \cdot 22,41}{44};$$

$$V_{H_2O} = \frac{0,01 \cdot (9 \cdot H_2 + W) \cdot 22,41}{18} + 0,16 \cdot V_g^0;$$

$$V_{SO_2}^0 = 0,007 \cdot S; \quad (8.15)$$

$$V_{N_2} = 0,01 \cdot 0,8 \cdot N + 0,79 \cdot V^0;$$

$$V_{O_2} = (a - 1) \cdot V_{O_2}^0;$$

Теоретическая температура горения, °С

$$T_{теор} = \frac{Q_n^P}{V_2 C^P}; \quad (8.16)$$

Ниже, в качестве примера, представлен элементарный состав горючей массы наиболее стандартного состава ТБО, табл. 8.5.

Таблица 8.5 – Элементарный состав в горючей массе ТБО (% массы)

Фракция	Содержание фракции	Содержание элементов, %					W, %	A, %
		C <sup>r</sup>	H <sup>r</sup>	O <sup>r</sup>	S <sup>r</sup>	N <sup>r</sup>		
Бумага	20	46,2	6,2	47,1	0,2	0,3	25	15
Пищевые отходы	25	53,6	7,7	34,1	0,6	4	72	4,5
Дерево	3	51	6,1	42,6	0,1	0,2	20	0,8
Кожа	3	77,9	6	15,1	0,7	0,3	5	11,6
Текстиль	4	56,1	6,8	32,2	0,1	4,8	20	8
Пластмасса	5	67,7	9,3	21,5	0,4	1,1	8	10,6
Другие (негорючие элементы)	40	–	–	–	–	–	–	100

### Контрольные вопросы

1. Виды и потенциал биомассы в Украине.
2. Термическая переработка биомассы.
3. Термохимические методы переработки биомассы.
4. Особенности производства биодизеля.
5. Спиртовая ферментация.
6. Анаэробная ферментация
6. Проблемы твердых бытовых отходов (ТБО).
7. Методы переработки ТБО.

## 8. Энергетический потенциал ТБО.

### Литература

1. Гелету́ха Г.Г. Обзор технологии добычи и использования биогаза на свалках и полигонах твердых бытовых отходов и перспективы их развития в Украине : учеб. пособ./ Г.Г. Гелету́ха, З.А. Маценюк – К, : Институт теплофизики НАН Украины, 1999. – 180 с.
2. Гелету́ха Г.Г. Стан та перспективи розвитку біоенергетики в Україні / наук. вісн./ Г.Г. Гелету́ха, Т.А. Железіна, Ю.Б. Матвєєв. – К, : Науковий вісник Національного аграрного університету. – 2004. – Ч.1 – 138с.
3. Закон України «Про розвиток виробництва та споживання біологічних видів палива».– Київ 28 квітня 2005р., №315 – V.
4. Корчемний М. Энергозбереження в агропромисловому комплексі / М. Корчемний, В. Федорейко, В. Щербань. – Тернопіль, : Підручники і посібники, 2001. – 984с.
5. Щербина О.М. Енергія для всіх: технічний довідник / О.М. Щербина. – Ужгород.: Видавництво Валерія Подяка, 2007. – 340 с.
6. Баротфи И. Энергосберегающие технологии и агрегаты на животноводческих фермах./ И. Баротфи , П. М. Рафаи – Агропромиздат, 1988. – 228 с.
7. Закон України «Про відходи» № 187/98–вр від 16.02.2010.
8. Огнев И. Ю. Экономические проблемы использования твердых отходов производства и потребления : –Дис. канд. экон. наук : 08.00.05. –Москва, 2004. – 160 с. РГБ ОД, 61:04-8/4310.
9. «Європа в цифрах» – річник Євростата 2006 – 2007 рр.
10. [www.city.kharkov.ua](http://www.city.kharkov.ua) – Официальный сайт Харьковского городского совета, городского головы, исполнительного комитета.
11. ДБН В.2.4-2-2005 – Полигоны твердых бытовых отходов. Основные положения проектирования.
12. Наказ «Про затвердження Правил експлуатації полігонів побутових відходів» від 01.12.2010 N 435.

## **Глава 9. КОГЕНЕРАЦИЯ**

Когенерация (КТЭ) – комбинированная выработка тепловой и электрической энергии из единого источника топлива.

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии из одного источника топлива не является новой технологией, однако, после энергетических кризисов интерес к развитию распределенной генерации значительно вырос. Установки КТЭ находят широкое применение в промышленности, больницах, гостиницах, спортивных комплексах, как источники независимой выработки тепловой и электрической энергии. При этом снижаются затраты по сравнению со стоимостью энергии от централизованных источников, что делает это направление привлекательным.

### **9.1. Основные понятия и определения.**

Когенерационная установка (КУ) обеспечивает преобразование внутренней энергии топлива или сбросного потенциала, какого – либо технологического процесса, в электрическую и тепловую энергию, при этом тепловая энергия используется каком-либо технологическом процессе не связанном с производством электроэнергии. Когенерационные установки подразделяются на три типа:

- к первому типу относятся установки, использующие в качестве источника топлива природный газ или нефтепродукты. Это газовые турбины или двигатели внутреннего сгорания;

- ко второму типу относятся установки, использующие сбросный потенциал технологических процессов различного температурного потенциала, давления или сбросные газы, содержащие горючие составляющие.

- к третьему типу относятся установки первого и второго типа, использующие кроме сбросного потенциала при его недостаточности дополнительное топливо.

При условии, что когенерационная установка прошла квалификацию и лицензирование, она имеет право продавать произведенную ею электрическую энергию в электрические сети. Передающая организация выдает технические условия на подключение когенерационной установки к электросети.

При выборе когенерационной установки необходимо учитывать:

доступность и достаточность источника топлива, его физическое состояние (газообразное или жидкое), максимальную потребность в тепловой и электрической энергии, ее сезонный и суточный характер, возможность продажи избыточной энергии сторонним потребителям. Кроме того при оценке экономической эффективности необходимо учитывать текущие затраты на обслуживание.

Наиболее распространенным типом когенерационной установки является такая, где первичный источник энергии используется для получения электрической энергии, а сбросная теплота используется для получения тепловой энергии в виде горячей воды или пара. При условии, что сбросная теплота имеет высокий температурный потенциал, она может быть использована для дополнительной выработки электроэнергии на основе паротурбинного цикла.

Основная задача когенерации – получение высокого коэффициента использования топлива, который достигает 80 – 90 %, вместо существующего на современных электростанциях 30 – 40 %. Одним из интересных направлений когенерации является использование сбросного потенциала высокого давления пара или газа в промышленности и на газопроводах.

Основные характеристики КУ, определяющие их эффективность следующие: тепловой КПД ( $E_t = Q/H$ ); электрический КПД ( $E_e = W/H$ ); системный КПД ( $S_s = (Q+W)/H$ ); соотношение теплота – электроэнергия ( $Q : H$ ). Где  $Q$  – тепловая мощность системы;  $W$  – На рис. 9.1 представлена схема процесса преобразования химической энергии топлива в полезную энергию.

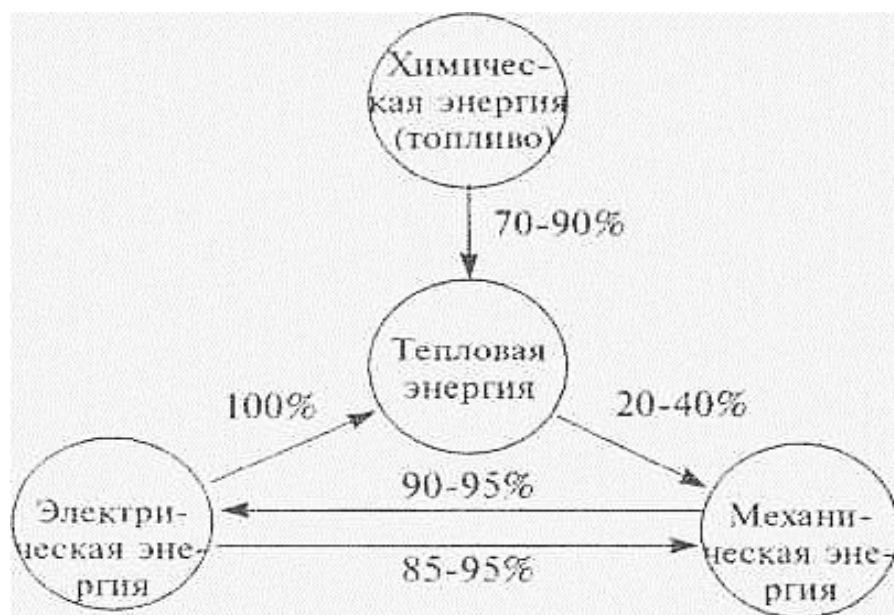


Рисунок 9.1 – Схема преобразования химической энергии топлива в полезную энергию.

Максимальный теоретический КПД любого теплового процесса определяется выражением:

$$\eta = 1 - T_1/T_2 \quad (9.1)$$

где  $T_1$  и  $T_2$  соответственно температуры входа и выхода (К).

Для большинства электростанций среднее значение КПД составляет 30 – 35 %.

Для обеспечения 40 ед. электрической энергии при  $\text{КПД} = 0,35$  понадобится топлива –  $40/0,35 = 114,3$  ед. первичной энергии. Поскольку в большинстве случаев выработка тепловой энергии больше на 10 – 20 %, то для выработки 60 ед. теплоты с  $\text{КПД} = 0,7$  понадобится 85,7 ед. первичной энергии. Таким образом, суммарный расход составит –  $114,3 + 85,7 = 200$  ед. И суммарный коэффициент использования топлива составит –  $100/200 = 0,5$ .

В системе КТЭ 100 ед. первичного топлива выдает 40 ед. электрической энергии. Остальные 60 % в виде выбросной тепловой энергии утилизируются с тем же КПД, что и в котле (0,7) и выдает тепловой энергии  $60 \cdot 0,7 = 42$  ед. Таким образом, суммарный КПД КТЭ составит:  $(40+42)/100 = 82\%$  и следовательно мы получаем экономию топлива – 32%.

В качестве примера на рис. 9.2 представлена схема энергетического преимущества КТЭ.



Рисунок 9.2 – Схема сравнения эффективности КТЭ по отношению к раздельной выработке

## 9.2. Основные принципиальные схемы КТЭ

### 9.2.1. Схема и применение газопоршневого двигателя.

Для использования в установках когенерации выпускаются дизельные двигатели, обеспечивающие электрическую мощность на валу от 20 кВт до 5 МВт. Наибольшее распространение получили 1МВт двигатели.

В качестве источника тепловой энергии используется вода системы охлаждения двигателя и масла, составляющие 27 – 30 % от общей тепловой мощности и выхлопные газы, составляющие порядка 25 – 28 %. Теплота, получаемая в системах утилизации, в основном используется на отопление и горячее водоснабжение. Можно получать пар, но в меньших значительных объемах, и это приводит к снижению общего КПД.

Основными преимуществами КТЭ на базе дизелей являются: простота обслуживания, достаточный моторесурс (до 10 тыс. часов), возможность ремонтов на месте, доступность топлива, небольшие габариты установки.

К недостаткам относится наличие шума и вибраций.

На рис. 9.3 представлена принципиальная схема компоновки КТЭ на базе ДВС.

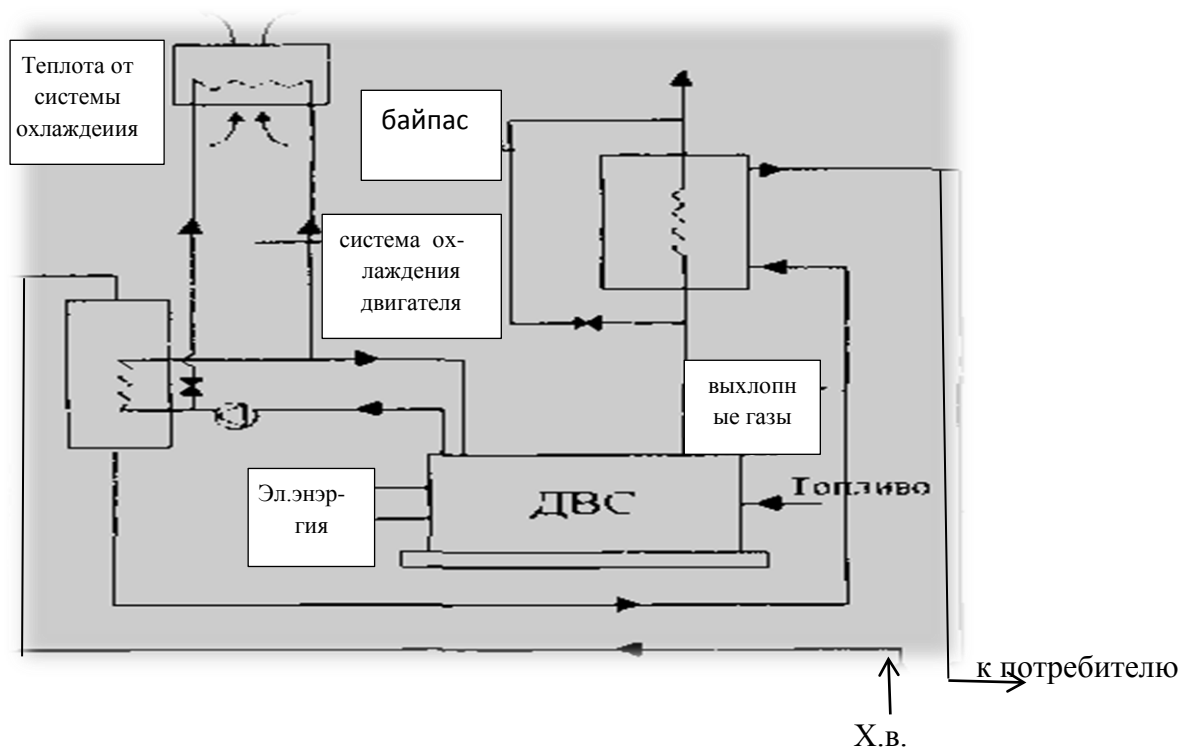


Рисунок 9.3 – Схема КТЭ на базе газопоршневой машины



### 9.2.2. Схема и применение газотурбинных установок

Основной диапазон мощностей газотурбинных установок от 200 кВт до 200 МВт.

В качестве газотурбинных установок средней мощности чаще всего применяют отработавшие ресурс авиационные двигатели, или, специально спроектированные турбины. В Украине, газотурбинные двигатели большой мощности, изготавливает Николаевский завод «Машзаря».

Для газовых турбин малой и средней мощности используется, в основном, газообразное топливо, хотя может использоваться и жидкое – от легких до тяжелых фракций нефтеперегонки. Использование тяжелых топлив снижает КПД и повышает стоимость установки от дополнительного оборудования. При работе на газообразном топливе необходимо повышать давление газа до 12 – 20 бар. С этой целью установка комплектуется специальным компрессором. В результате увеличиваются капитальные затраты и дополнительно расходуется на собственные нужды до 5 % вырабатываемой электроэнергии. Ресурс газовых турбин – 15 – 20 лет.

В газовой турбине три потенциальных источника теплоты: выхлопные газы, система охлаждения масла и потери с поверхности. Обычно используют только теплоту выхлопных газов температурный потенциал которых составляет 600 – 800 °С. В качестве теплообменника используют котлы-утилизаторы. При проектировании последних необходимо уделять особое внимание аэродинамическому сопротивлению, поскольку увеличение сопротивления тракта котла на 1 кПа приводит к потере мощности турбины на 1,2 %. В выхлопных газах содержится от 8 до 16 % кислорода, что позволяет применять, так называемую, подтопку. Расход топлива составляет примерно на 1 кВт мощности 11 кВт топлива.

Принципиальная схема газотурбинной установки представлена на рис. 9.4.

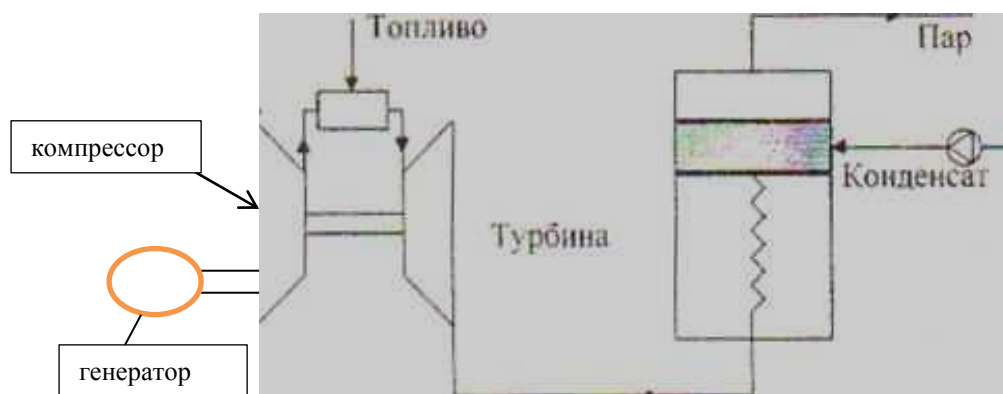


Рисунок 9.4 – принципиальная схема газотурбинной установки

С целью снижения выбросов окислов азота, которые всегда образуются при сжигании топлива и относятся к категории вредных выбросов, а также повышения мощности турбины осуществляют впрыск в камеру сгорания воду или пар (Цикл Ченга).

На крупных предприятиях, для обеспечения паром и электроэнергией, установлены ТЭЦ с паровыми котлами и паровыми противодавленческими турбинами. Часть пара высокого давления отбирается на технологические нужды предприятия. Для технологических нужд давление пара снижают на установках РОУ. С целью снижения потерь при использовании РОУ возможно устанавливать для выработки электроэнергии турбодетандеры, использующие потенциальную энергию давления.

В последнее время с целью использования низкопотенциальных источников энергии устанавливают турбины на органических веществах, которые кипят при низких температурах.

### **Контрольные вопросы**

1. Что такое когенерация ?
2. Классификация когенерационных установок.
3. Основное оборудования для создания когенерационной установки.
4. Схема использования ДВС.
5. Схема использования газовой турбины.
6. Цикл Ченга.

### **Литература**

1. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности / А.Л. Шубенко, В.А.Маляренко, А.В. Сенецкий, Н.Ю. Бабак. – Х. Институт проблем машиностроения НАН Украины.2014 – 320 с. ISBN 978-966-7059-6.
2. Материалы подготовки энергоменеджеров по программе TACIS.

## Приложения

### Приложение А. Пример расчета солнечной радиации.

#### Содержание:

Задание .....

Поправочный коэффициент для условий заданного района .....

Суммарная солнечная радиация  $\mathcal{E}_\beta$  на наклонную поверхность

по месяцам года.....

#### Задание.

Рассчитать: 1. Коэффициенты пересчета  $R_{np}$ ,  $R_\Sigma$

2. Суммарную солнечную радиацию  $\mathcal{E}_\beta$  на наклонную поверхность по месяцам года.

3. Географическое положение района: широта  $49^\circ$ .

4. Расчет выполнить для поверхности  $90^\circ$  к горизонту.

#### А 1. Поправочный коэффициент для условий данного района.

Отношение потока  $\mathcal{E}_T$ , падающего по нормали на наклонную поверхность, к соответствующему потоку радиации  $\mathcal{E}$ , падающему на горизонтальную поверхность, может быть выражено через углы  $\theta_z$  и  $\theta_T$  и поток радиации  $\mathcal{E}_n$ , падающий в рассматриваемом направлении, следующим образом:

$$K_{np} = \mathcal{E}_T / \mathcal{E} = \mathcal{E}_n \cdot \cos \theta_T / \mathcal{E}_n \cdot \cos \theta_z$$

(A.1)

$$\cos \theta_z = \sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega$$

(A.2)

$$\cos \theta_T = \sin \delta \cdot \sin(\varphi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \omega$$

(A.3)

где  $\theta_z$  – зенитный угол между направлениями на Солнце и вертикалью;  $\theta_T$  – зенитный угол между направлением на Солнце и нормалью к поверхности с углом наклона  $\beta$ ;  $\delta$  – склонение, т.е. угловое положение Солнца в солнечный полдень относительно плоскости экватора (+ для северного полушария);  $\varphi$  – широта местности;  $\omega$  – часовой угол, равный 0 в солнечный полдень: каждый час соответствует  $15^\circ$  долготы причём значения часового угла до полудня

считаются + , а после полудня -;  $\beta$  – угол между рассматриваемой плоскостью и горизонтальной поверхностью.

Рассчитываем поправочный коэффициент для каждого месяца.

Январь

$$K_{np} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin(\omega - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta}$$

(А.4)

$$K_{np}^{10} = \frac{\cos(49-90) \cdot \cos(-21,27) \cdot \cos 45 + \sin(49-90) \cdot \sin(-21,27)}{\cos 49 \cdot \cos(-21,27) \cos 45 + \sin 49 \cdot \sin(-21,27)} = 4,64$$

$$K_{np}^{11} = \frac{\cos(49-90) \cdot \cos(-21,27) \cdot \cos 30 + \sin(49-90) \cdot \sin(-21,27)}{\cos 49 \cdot \cos(-21,27) \cos 30 + \sin 49 \cdot \sin(-21,27)} = 3,31$$

$$K_{np}^{12} = \frac{\cos(49-90) \cdot \cos(-21,27) \cos 15 + \sin(49-90) \sin(-21,27)}{\cos 49 \cdot \cos(-21,27) \cos 15 + \sin 49 \cdot \sin(-21,27)} = 2,90$$

$$K_{np}^{13} = \frac{\cos(49-90) \cos(-21,27) \cos 0 + \sin(49-90) \sin(-21,27)}{\cos 49 \cdot \cos(-21,27) \cos 0 + \sin 49 \cdot \sin(-21,27)} = 2,79$$

$$K_{np}^{14} = \frac{\cos(49-90) \cos(-21,27) \cos(-15) + \sin(49-90) \sin(-21,27)}{\cos 49 \cdot \cos(-21,27) \cos(-15) + \sin 49 \cdot \sin(-21,27)} = 2,90$$

$$K_{np}^{15} = \frac{\cos(49-90) \cos(-21,27) \cos(-30) + \sin(49-90) \sin(-21,27)}{\cos 49 \cdot \cos(-21,27) \cos(-30) + \sin 49 \cdot \sin(-21,27)} = 3,31$$

$$K_{np}^{16} = \frac{\cos(49-90) \cos(-21,27) \cos(-45) + \sin(49-90) \sin(-21,27)}{\cos 49 \cdot \cos(-21,27) \cos(-45) + \sin 49 \cdot \sin(-21,27)} = 4,64$$

Таблица А1. – Данные почасовых значений  $K_{np}$  по месяцам года

время	$\beta = 90^\circ$											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9		7,57	2,24	0,92	0,40	0,19	0,15	0,26	0,58	1,35	3,62	
10	4,64	3,50	1,82	0,98	0,56	0,36	0,32	0,43	0,71	1,29	2,44	4,60
11	3,31	2,73	1,66	1,01	0,64	0,45	0,42	0,52	0,78	1,26	2,09	3,29
12	2,90	2,46	1,60	1,02	0,68	0,50	0,47	0,57	0,81	1,25	1,96	2,88
13	2,79	2,39	1,58	1,03	0,69	0,52	0,48	0,58	0,82	1,24	1,92	2,78
14	2,90	2,46	1,60	1,02	0,68	0,50	0,47	0,57	0,81	1,25	1,96	2,88
15	3,31	2,73	1,66	1,01	0,64	0,45	0,42	0,52	0,78	1,26	2,09	3,29
16	4,64	3,50	1,82	0,98	0,56	0,36	0,32	0,43	0,71	1,29	2,44	4,60
17		7,57	2,24	0,92	0,40	0,19	0,15	0,26	0,58	1,35	3,62	
18			5,40	0,75	0,08				0,28	1,57		
средн	3,50	3,88	2,16	0,96	0,53	0,39	0,35	0,46	0,69	1,31	2,46	3,47

Предполагая, что диффузное излучение изотропно (т.е. равномерно распределено по небосводу),  $K_{\Sigma}$  можно представить в виде:

$$K_{\Sigma} = \left(1 - \frac{\Theta_{\text{гд}}}{\Theta_{\text{г}}}\right) \cdot K_{\text{пр}} + \frac{\Theta_{\text{гд}}}{\Theta_{\text{г}}} \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} + \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad \text{А.}(5)$$

где  $\Theta_{\text{гд}}$  – среднемесячный дневной приход диффузной радиации на горизонтальную поверхность;  $K_{\text{пр}}$  – отношение среднемесячных приходов прямой радиации на наклонную и горизонтальную поверхности;  $\rho$  – отражательная способность земли изменяется от 0,2 до 0,7 в зависимости от протяжённости снежного покрова.

#### Январь

$$K_{\Sigma}^{10} = \left(1 - \frac{119}{119+62}\right) \cdot 4,64 + \frac{119}{119+62} \cdot \frac{1 - \cos 90}{2} + 0,7 \cdot \left(\frac{1 - \cos 90}{2}\right) = 1,94$$

$$K_{\Sigma}^{11} = \left(1 - \frac{119}{119+62}\right) \cdot 3,31 + \frac{119}{119+62} \cdot \frac{1 - \cos 90}{2} + 0,7 \cdot \left(\frac{1 - \cos 90}{2}\right) = 1,48$$

$$K_{\Sigma}^{12} = \left(1 - \frac{119}{119+62}\right) \cdot 2,90 + \frac{119}{119+62} \cdot \frac{1 - \cos 90}{2} + 0,7 \cdot \left(\frac{1 - \cos 90}{2}\right) = 1,34$$

$$K_{\Sigma}^{13} = \left(1 - \frac{119}{119+62}\right) \cdot 2,79 + \frac{119}{119+62} \cdot \frac{1 - \cos 90}{2} + 0,7 \cdot \left(\frac{1 - \cos 90}{2}\right) = 1,31$$

$$K_{\Sigma}^{14} = \left(1 - \frac{119}{119+62}\right) \cdot 2,90 + \frac{119}{119+62} \cdot \frac{1 - \cos 90}{2} + 0,7 \cdot \left(\frac{1 - \cos 90}{2}\right) = 1,34$$

$$K_{\Sigma}^{15} = \left(1 - \frac{119}{119+62}\right) \cdot 3,31 + \frac{119}{119+62} \cdot \frac{1 - \cos 90}{2} + 0,7 \cdot \left(\frac{1 - \cos 90}{2}\right) = 1,48$$

$$K_{\Sigma}^{16} = \left(1 - \frac{119}{119+62}\right) \cdot 4,64 + \frac{119}{119+62} \cdot \frac{1 - \cos 90}{2} + 0,7 \cdot \left(\frac{1 - \cos 90}{2}\right) = 1,94$$

Таблица А2.– Почасовые значения поправочного коэффициента  $K_{\Sigma}^{\text{час}}$

время	Месяц									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9		2,75	0,79	0,59	0,45	0,40	0,39	0,42	0,50	0,71
10	1,94	1,46	0,70	0,61	0,48	0,44	0,43	0,47	0,53	0,69
11	1,48	1,22	0,67	0,62	0,50	0,46	0,46	0,49	0,55	0,68
12	1,34	1,13	0,66	0,62	0,51	0,47	0,47	0,50	0,56	0,68
13	1,31	1,11	0,66	0,62	0,52	0,47	0,47	0,51	0,56	0,68
14	1,34	1,13	0,66	0,62	0,51	0,47	0,47	0,50	0,56	0,68
15	1,48	1,22	0,67	0,62	0,50	0,46	0,46	0,49	0,55	0,68

16	1,94	1,46	0,70	0,61	0,48	0,44	0,43	0,47	0,53	0,69
17		2,75	0,79	0,59	0,45	0,40	0,39	0,42	0,50	0,71
18				0,55	0,37	0,35	0,35	0,35	0,42	0,77
В сутки	1,55	1,58	0,70	0,61	0,48	0,44	0,43	0,46	0,53	0,70
За месяц	47,99	44,29	21,75	18,19	14,84	13,05	13,34	14,30	15,78	21,58

А2. Суммарная солнечная радиация  $\mathcal{E}_\beta$  на наклонную поверхность по месяцам года.

$$\mathcal{E}_\beta = K_\Sigma * \mathcal{E}_\Sigma^f \quad (\text{A.6})$$

Январь

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 1,55 \cdot 1,19 = 1,84 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}} = 1,84 \cdot 31 = 57,11 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Март

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 0,7 \cdot 3,42 = 2,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}} = 2,4 \cdot 31 = 74,37 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Май

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 0,44 \cdot 5,89 = 2,56 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}} = 2,56 \cdot 31 = 76,87 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Июль

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 0,46 \cdot 5,05 = 2,33 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}} = 2,33 \cdot 31 = 72,23 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Сентябрь

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 0,7 \cdot 2,24 = 1,56 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Февраль

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 1,58 \cdot 2,18 = 3,45 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}} = 3,45 \cdot 28 = 96,55 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Апрель

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 0,61 \cdot 4,48 = 2,72 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}} = 2,72 \cdot 30 = 81,48 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Июнь

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 0,43 \cdot 5,83 = 2,51 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}} = 2,51 \cdot 30 = 77,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Август

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 0,53 \cdot 3,71 = 1,95$$

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}} = 1,95 \cdot 31 = 58,56 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Октябрь

$$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}} = 1,02 \cdot 2,24 = 2,28$$

Место для формулы.

$$\mathfrak{E}_{\beta}^{\text{мес}}=1,56\cdot30=48,35 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\mathfrak{E}_{\beta}^{\text{мес}}=2,28\cdot31=70,63$$

**Таблица А3.** – Сводная таблица расчётов

Коэффициент	месяц									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\mathfrak{E}_{\text{сут}}^{\beta}$	1,84	3,45	2,40	2,72	2,70	2,56	2,51	2,33	1,95	1,56
$\mathfrak{E}_{\text{мес}}^{\beta}$	57,11	96,55	74,37	81,49	83,84	76,87	77,79	72,23	58,56	48,35

Приложение Б. Пример расчета солнечной радиации с помощью программы Exel

φ	49,00	0,86	β	90,00	1,57	время	β=90								
				1,00	2,00		3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00
ω	60,00	1,05	9,00		7,57	2,24	0,92	0,40	0,19	0,15	0,26	0,58	1,35	3,62	
	45,00	0,79	10,00	4,64	3,50	1,82	0,98	0,56	0,36	0,32	0,43	0,71	1,29	2,44	4,60
	30,00	0,52	11,00	3,31	2,73	1,66	1,01	0,64	0,45	0,42	0,52	0,78	1,26	2,09	3,29
	15,00	0,26	12,00	2,90	2,46	1,60	1,02	0,68	0,50	0,47	0,57	0,81	1,25	1,96	2,88
	0,00	0,00	13,00	2,79	2,39	1,58	1,03	0,69	0,52	0,48	0,58	0,82	1,24	1,92	2,78
	-15,00	-0,26	14,00	2,90	2,46	1,60	1,02	0,68	0,50	0,47	0,57	0,81	1,25	1,96	2,88
	-30,00	-0,52	15,00	3,31	2,73	1,66	1,01	0,64	0,45	0,42	0,52	0,78	1,26	2,09	3,29
	-45,00	-0,79	16,00	4,64	3,50	1,82	0,98	0,56	0,36	0,32	0,43	0,71	1,29	2,44	4,60
	-60,00	-1,05	17,00		7,57	2,24	0,92	0,40	0,19	0,15	0,26	0,58	1,35	3,62	
	-75,00	-1,31	18,00			5,40	0,75	0,08				0,28	1,57		
			средн.значение	3,50	3,88	2,16	0,96	0,53	0,39	0,35	0,46	0,69	1,31	2,46	3,47
			радианы	-0,37	-0,32	-0,15	0,06	0,25	0,38	0,41	0,33	0,17	-0,04	-0,23	-0,37
				-											
			градусы	-21,27	18,30	-8,67	3,22	14,27	21,60	23,29	18,91	9,60	-2,22	-13,45	-21,18
			сумма дней	15,00	29,00	59,00	89,00	119,00	149,00	179,00	209,00	239,00	269,00	299,00	329,00



Продолжение таблицы Б.1

Кчас $\Sigma$	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00
9,00		2,75	0,79	0,59	0,45	0,40	0,39	0,42	0,50	0,71	1,45	0,35
10,00	1,94	1,46	0,70	0,61	0,48	0,44	0,43	0,47	0,53	0,69	1,09	2,01
11,00	1,48	1,22	0,67	0,62	0,50	0,46	0,46	0,49	0,55	0,68	0,98	1,54
12,00	1,34	1,13	0,66	0,62	0,51	0,47	0,47	0,50	0,56	0,68	0,94	1,39
13,00	1,31	1,11	0,66	0,62	0,52	0,47	0,47	0,51	0,56	0,68	0,93	1,35
14,00	1,34	1,13	0,66	0,62	0,51	0,47	0,47	0,50	0,56	0,68	0,94	1,39
15,00	1,48	1,22	0,67	0,62	0,50	0,46	0,46	0,49	0,55	0,68	0,98	1,54
16,00	1,94	1,46	0,70	0,61	0,48	0,44	0,43	0,47	0,53	0,69	1,09	2,01
17,00		2,75	0,79	0,59	0,45	0,40	0,39	0,42	0,50	0,71	1,45	0,35
18,00				0,55	0,37	0,35	0,35	0,35	0,42	0,77	0,35	0,35
в сутки	1,55	1,58	0,70	0,61	0,48	0,44	0,43	0,46	0,53	0,70	1,02	1,23
за месяц	47,99	44,29	21,75	18,19	14,84	13,05	13,34	14,30	15,78	21,58	31,53	38,09
дней в месяце	31,00	28,00	31,00	30,00	31,00	30,00	31,00	31,00	30,00	31,00	30,93	31,03

Э $\beta$ (кВт)	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{сут}}$	1,84	3,45	2,40	2,72	2,70	2,56	2,51	2,33	1,95	1,56
$\mathcal{E}_{\beta}^{\text{мес}}$	57,11	96,55	74,37	81,49	83,84	76,87	77,79	72,23	58,56	48,35

## **Приложение В. Расчет длины тепловоспринимающей поверхности грунтовой ТНУ.**

**Пример.** Рассчитать горизонтальный грунтовый теплообменник и подобрать тепловой насос для отопления здания, расположенного в г. Харькове. Расчетная нагрузка на систему отопления составляет 80 кВт, теплопроводность грунта равна  $2 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ . Для Харькова при работе системы отопления при наружной температуре ниже  $+8^\circ\text{C}$ , значение числа часов максимума равно 3750, при этом коэффициент загрузки равен 0,5.

Определяем требуемую мощность теплового насоса, используя методику расчета главы 6.

$$Q_{\text{ТН}} = 80 \cdot 0,5 \cdot 2 = 80 \text{ кВт.}$$

· Принимаем к установке тепловой насос с  $\text{COP} = 3,5$ . Исходя из формулы (6.6) необходимая мощность грунтового теплообменника составит:

$$Q_{\text{ГТ}} = 80 \cdot (3,5 - 1) / 3,5 = 57,14 \text{ кВт.}$$

Определяем расход теплоносителя, в качестве которого используем антифриз. Принимаем плотность антифриза –  $1,05 \text{ г}/\text{см}^3$ ; теплоемкость при  $0^\circ\text{C}$  –  $3,7 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$

$$D = Q_{\text{ГТ}} \cdot 3600 / (1,05 \cdot 3,7 \cdot t) = 57,14 \cdot 3600 / (1,05 \cdot 3,7 \cdot 3) = 17,65 \text{ м}^3$$

где  $t$  – разность температур между подающей и возвратной линиями, которую часто принимают  $3^\circ\text{C}$

Определяем длину трубы с учетом тепловосприимчивости  $20 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{K}$ .

$$Q_{\text{ГТ}} = 5714 / 20 = 285,7 \text{ м.}$$

Принимаем 3 контура по 100 м. Необходимая площадь участка –  $100 \times 3 \times 0,7 = 210 \text{ м}^2$

Принимаем металлопластиковую трубу диаметром 32 мм. Скорость теплоносителя рекомендуется принимать  $0,1 - 0,3 \text{ м}/\text{с}$ .

***Расчет вертикального зонда*** (для условий предыдущего примера).

При использовании вертикальных скважин глубиной от 20 до 100 м в них погружаются U-образные металлопластиковые или пластиковые (при диаметрах выше 32 мм) трубы. Как правило, в одну скважину вставляется

две петли, после чего она заливается цементным раствором. В среднем удельный теплосъем такого зонда можно принять равным 50 Вт/м. Можно также ориентироваться на следующие данные по теплосъему:

Расстояние между трубами при их укладке должно составлять не менее 0,6 – 0,8 м. Аналогично рассчитываем длину вертикальных труб с учетом того, что теплосъем с 1 п.м принимается в пределах 50Вт/м·К. Расстояние между скважинами должно быть более 5 м.

$$Q_{гг} = 5714/50 = 114,3 \text{ м.}$$

Достаточно 2 скважины глубиной по 30 м, в которые укладываются петли металлопластиковых труб и заливаются бетоном.

#### **Приложение Г. Расчет потенциала выхода биогаза.**

Рассчитать выход биогаза при анаэробной ферментации для товарной фермы на 300 коров.

По данным масса выхода перегноя от 1 коровы составляет 55 кг/сутки. Общее суточное количество перегноя:

$$M_{\text{сут}} = n \cdot m_i = 300 \cdot 55 = 13500 \text{ кг}$$

В пересчете на сухую массу, при влажности 85 %

$$M_{\text{с.р.}} = M_{\text{сут}} \left(1 - \frac{V}{100}\right) = 13500 \cdot \left(1 - \frac{85}{100}\right) = 2475 \text{ кг}$$

С учетом того, что, согласно анализа, в сухой массе органическая составляющая составляет 40 %, ее суточное количество составит:

$$M_{\text{с.о.р}} = 2475 \left(\frac{40}{100}\right) = 990 \text{ кг}$$

Из сухой массы выход биогаза при полном разложении составляет 0,2 – 0,4 м<sup>3</sup>/кг.

Таким образом, суточный выход биогаза при полном разложении составит:

$$V = 990 \cdot (0,2 - 0,4) = 297 \text{ м}^3/\text{сутки}$$

При теплотворной способности биогаза порядка 24 МДж/м<sup>3</sup>, суточное количество теплоты составит 7128 МДж/сутки.

На основании полученного результата определяют объем метатенка с учетом, что плотность биомассы в среднем 50 кг/м<sup>3</sup>.

Поскольку процесс ферментации происходит при температуре 45 – 52 °С, то для подогрева субстрата в метатенке необходимо его подогревать. Количество теплоты, необходимой для нагрева биомассы, определяется выражением:

$$Q = M_{\text{сут}} C_p (t_1 - t_0) = 16500 \cdot 4,18 \cdot 10^{-3} \cdot (45 - 15) = 2069,1 \text{ МДж/сутки}$$

где,  $C_p = 4,18 \text{ кДж/кг}$  – теплоемкость субстрата.

В зимний период, с учетом средней температуры зимы для Харьковской области  $(-2,3^{\circ}\text{C})$ , расход биогаза на собственные нужды составит 3242 МДж, что менее 50% выхода.

## Приложение Д. – Расчет сжигания ТБО

**Задание:** Рассчитать процесс сжигания ТБО в печи шахтного типа и оценить возможный выход пара для выработки электроэнергии. Состав горючей массы приведен в таблице Д.1.

Таблица Д.1 – Элементный состав в горючей массе ТБО (в % от массы)

Фракция	Состав фракции	Содержание элементов, %					A, %	W, %
		C <sup>г</sup>	H <sup>г</sup>	O <sup>г</sup>	S <sup>г</sup>	N <sup>г</sup>		
Бумага	20	46,2	6,2	25	47,1	0,2	0,3	15
Пищевые отходы	25	53,6	7,7	72	34,1	0,6	4	4,5
Древесина	3	51	6,1	20	42,6	0,1	0,2	0,8
Кожа, резина	3	77,9	6	5	15,1	0,7	0,3	11,6
Текстиль	4	56,1	6,8	20	32,2	0,1	4,8	8
Пластмасса	5	67,7	9,3	8	21,5	0,4	1,1	10,6
Другие (не горючие элементы)	40	–	–	–	–	–	–	100

На основе приведенных выше формул рассчитаем теплотворную способность для твердых бытовых отходов,  $Q_H^P$ .

1. Рассчитаем содержание элементов в горючих фракциях ТБО на рабочую массу.

$$C_{бум}^P = 46,2 \cdot \left( \frac{100 - 25 - 15}{100} \right) = 27,72 \text{ \%};$$

$$H_{бум}^P = 6,2 \cdot \left( \frac{100 - 25 - 15}{100} \right) = 3,72 \text{ \%};$$

$$O_{\text{бум}}^P = 47,1 \cdot \left( \frac{100 - 25 - 15}{100} \right) = 28,26 \text{ \%};$$

$$S_{\text{бум}}^P = 0,2 \cdot \left( \frac{100 - 25 - 15}{100} \right) = 0,12 \text{ \%};$$

$$N_{\text{бум}}^P = 0,3 \cdot \left( \frac{100 - 25 - 15}{100} \right) = 0,18 \text{ \%};$$

Результаты расчетов сведем в таблицу Д.2

Таблица Д. 2 – Содержание элементов в горючих фракциях ТБО

Фракция	Содержание фракции	Содержание элементов, %				
		$C^P$	$H^P$	$O^P$	$S^P$	$N^P$
Бумага	33,33	27,72	3,72	28,26	0,12	0,18
Пищевые отходы	41,67	12,596	1,8095	8,0135	0,141	0,94
Древесина	5,00	40,392	4,8312	33,7392	0,0792	0,1584
Резина, кожа	5,00	64,9686	5,004	12,5934	0,5838	0,2502
Текстиль	6,67	40,392	4,896	23,184	0,072	3,456
Пластмасса	8,33	55,1078	7,5702	17,501	0,3256	0,8954

2. На основе данных о содержания элементов в разных фракциях ТБО рассчитаем общее содержание различных химических элементов на рабочую массу ТБО. Результаты расчета приводятся в табл.Д. 3.

$$C_{\text{общ}}^P = 0,01 \cdot (27,72 \cdot 33,33 + 12,596 \cdot 41,67 + 40,392 \cdot 5 + 64,9686 \cdot 5 + 40,392 \cdot 6,67 + 55,1078 \cdot 8,33) = 16,224 \text{ \%};$$

$$H_{\text{общ}}^P = 0,01 \cdot (3,72 \cdot 33,33 + 1,8095 \cdot 41,67 + 4,8312 \cdot 5 + 5,004 \cdot 5 + 4,896 \cdot 6,67 + 7,5702 \cdot 8,33) = 2,065781 \text{ \%};$$

$$O_{\text{общ}}^P = 0,01 \cdot (28,26 \cdot 33,33 + 8,0135 \cdot 41,67 + 33,7392 \cdot 5 + 12,5934 \cdot 5 + 24,184 \cdot 6,67 + 17501 \cdot 8,33) = 10,847763 \text{ \%};$$

$$S_{\text{общ}}^P = 0,01 \cdot (0,12 \cdot 33,33 + 0,141 \cdot 41,67 + 0,0792 \cdot 5 + 0,5838 \cdot 5 + 0,072 \cdot 6,67 + 0,3256 \cdot 8,33) = 0,09383 \text{ \%};$$

$$N_{общ}^P = 0,01 \cdot (0,18 \cdot 33,33 + 0,94 \cdot 41,67 + 0,1584 \cdot 5 + 0,2502 \cdot 5 + 3,456 \cdot 6,67 + 0,8954 \cdot 8,33) = 0,4663 \text{ \%}.$$

3. Определяем общие зольность и влажность. Данные заносим в таблицу Д.3.

$$W_{общ} = 0,01 \cdot (20 \cdot 25 + 25 \cdot 72 + 3 \cdot 20 + 3 \cdot 5 + 4 \cdot 20 + 5 \cdot 8) = 24,95 \text{ \%};$$

$$A_{общ} = 0,01 \cdot (20 \cdot 15 + 25 \cdot 4,5 + 3 \cdot 0,8 + 3 \cdot 11,6 + 4 \cdot 8 + 5 \cdot 10,6) = 5,347 \text{ \%}.$$

Таблица Д. 3 – Общее содержание различных химических элементов на рабочую массу ТБО.

Содержание элементов, %						
$C^P$	$H^P$	$O^P$	$S^P$	$N^P$	W	A
16,224888	2,065781	10,847763	0,0983	0,4663	24,95	5,347

Рассчитаем низшую теплоту сгорания ТБО, кДж/кг

$$Q_H^P = 4,18 \cdot [81 \cdot 16,2245 + 300 \cdot 2,0657 - 26 \cdot (10,85 - 0,0983) - 6 \cdot (9 \cdot 2,065 + 24,95)] = 5823,63 \text{ кДж/кг};$$

Таким образом, сжигание 1 кг не отсортированных отходов позволяет получить 5823,63 кДж энергии.

Рассчитаем объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/кг:

– объем отдельных веществ в продуктах сгорания:

$$V_{CO_2} = \frac{0,01 \cdot 3,67 \cdot 16,22 \cdot 22,41}{44} = 0,3032 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{H_2O} = \frac{0,01 \cdot (9 \cdot 2,066 + 24,95) \cdot 22,41}{18} + 0,16 \cdot 1,645 = 0,8052 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{SO_2} = 0,007 \cdot 0,0983 = 0,0069 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{N_2} = 0,01 \cdot 0,8 \cdot 0,4663 + 1,3 \cdot 3,76 \cdot 0,453 = 2,2180 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{O_2} = (1,3 - 1) \cdot 0,453 = 0,1359 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

– суммарный удельный объем продуктов сгорания составит

$$V_z^0 = 0,3032 + 0,8052 + 0,0069 + 2,2180 = 3,3333 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Теоретическая температура горения  $T_{теор}$ , °С:

$$T_{теор} = \frac{5821,62}{3,3333 \cdot 16,22} = 1075,8 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

На основании теоретической температуры и рекомендуемой напряженности топки определяются габариты топки.

После печи дымовые газы попадают обычно в дожигатель для исключения образования диоксинов. После дожигателя температура дымовых газов составляет 1000 °С.

### Расчет выработки энергии при сжигании

Для выработки пара за дожигателем установлен котел – утилизатор, пар после которого уходит на турбину. Рассмотрим несколько вариантов возможных режимов работы котла-утилизатора.

Для этого с помощью диаграммы водяного пара найдем значение энтальпии перегретого пара для различного давления и температуры перегрева. Данные занесем в табл. Д. 4.

Таблица Д. 4 – Энтальпия водяного пара, кДж/кг при заданных абсолютном давлении и температуре перегрева

Давление, МПа	1,4			2,0			3,43	3,55
Температура, °С	280	360	420	280	360	420	435	435
Энтальпия пара кДж/кг	2992	3169	3300	2972	3156	3270	3304	3302

Найдем теплопроизводительность нашей установки при сжигании ТБО,

$$\text{ГДж: } Q = V_{\text{г}} \cdot C_p \cdot T;$$

где  $C_p = 1,3 \text{ кДж/м}^3$  – теплоемкость дымовых газов при  $T=1000 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Согласно формуле, теплопроизводительность при сжигании одной тонны ТБО при КПД= 0,9 составляет:

$$Q = 3,3333 \cdot 1,3 \cdot 1000 \cdot 0,9 = 3,9 \text{ ГДж};$$



Дальнейший процесс состоит в выборе турбины при условии заданной производительности печи по сырью. При этом может быть несколько вариантов:

- только выработка электроэнергии в конденсатном режиме работы турбоагрегата;
- противодавленческий режим, когда необходимо получить электроэнергию и пар технологических параметров;
- тепловую и электрическую энергию;
- либо только в режиме теплоснабжения.

Навчальне видання

НЕМИРОВСЬКИЙ Ілля Абрамович

**СОВРЕМЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Навчальний посібник для студентів

Відповідальний за випуск О.П. Лазуренко

Роботу до видання рекомендував *проф. Ю.М. Веррик*

Редактор Ю. Г. Гуренко

План 2015 р. поз.201 .

Підписано до друку \_\_\_\_\_ Формат 60×84 1/16. Папір офсетний.

Друк – ризографія. Гарнітура Таймс. Ум.друк. арк. 8,0.

Наклад 50 прим. Зам. № \_\_\_\_\_ Ціна договірна.

Видавничий центр НТУ «ХПІ» 61002, Харків, 194ул.. Фрунзе, 21.

Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 3657 від 24.12.2009 р.

Друкарня НТУ «ХПІ» 60002, Харків, вул.. Фрунзе, 21

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

До друку дозволяю

проф.. Мигущенко Р.П.

И.А. Немировский

## **СОВРЕМЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Учебное пособие для студентов

Утверждено  
редакционно-издательским  
советом университета  
протокол № 2 от 25.06.15

НТУ «ХПИ»  
Харьков  
2015



